



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 : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimique

Thème :

**Calcul de vérification et Optimisation des
déshydrateurs de gaz de l'unité de traitement de gaz
CPF de Gassi-Touil.**

Réalisé par :

- DEHNOUN Khaled
- ROUAIGUIA Raid

Encadré par:

Dr MECHATI Fadia

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier ALLAH, notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.

Sans oublier de remercier tous les membres de nos familles respectives pour leur soutien et leurs encouragements, en particulier nos parents.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de manière directe ou indirectes à l'aboutissement de ce travail.

Nous voudrions aussi exprimer nos remerciements à tous les travailleurs de la Division Exploitation et tout le Personnel de la Région Gassi Touil, pour les orientations et les conseils.

Et avec immense plaisir que nous présentons nos vives gratitude à notre encadrante Dr MECHATI d'avoir accepté de nous encadrer et pour son aide et ses conseils, nos amis et toute la famille pétrochimique.

Dédicace

Ce travail est dédié à

Mes chers parents, mes sœurs

Tous mes proches de la famille ROUAIGUIA et BOUCHAREB

A tous ceux ou celles qui sont chers à moi,

Tous mes chers amis et mes collègues d'étude à l'université du

20 Août 1955 Skikda,

Enfin et surtout, A moi-même, pour cette réalisation remarquable.

« Les rêves des gens ne se terminent jamais »

Raid

Dédicace

Je dédie ce travail à mes chers parents, en témoignage en
Gratitude de leurs patiences et leurs soutien permanent et illimité durant toutes mes
Années d'études, leurs sacrifices et réconfort moral. A mon frère Abdenour.
A mes sœurs. A tout la famille Dehnoun et Rahal.
A tous mes amis et mon petit adorable Adem.

Khaled

Résumé

La présence de l'eau même en faible teneur est un problème largement connu dans l'industrie gazière qui provoque la formation des hydrates qui causent des bouchages au niveau des canalisations et entraînent la diminution des débits et des pressions, Risque de solidification dans les procédés cryogéniques et diminution du pouvoir calorifique du gaz. Il existe plusieurs types de procédé pour éliminer l'eau à savoir : la déshydratation par tamis moléculaire, cette technique est la même utilisée au niveau du centre de traitement de gaz CPF de Gassi Touil. L'objectif principal de cette étude consiste à la vérification des paramètres de fonctionnements des déshydrateurs implantés au ce centre de traitement de gaz, en comparant les paramètres de cas actuel avec design. Aussi la vérification du bon fonctionnement de ces sécheurs en optimisant leurs temps d'adsorption et leurs temps de cycle.

Mots clés : Hydrates, bouchages, solidification, déshydratation, tamis moléculaires, cas actuel, cas design, sécheurs, temps de cycle.

ملخص

وجود الماء في الغاز الطبيعي حتى وان كان بكميات قليلة يسبب عدة مشاكل أثناء عملية المعالجة وكذلك أثناء النقل، ولأجل تجنب هذه المشاكل نستعمل عدة أنواع لتجفيف الغاز. الهدف من هذه الدراسة هو التحقق ومعرفة ما إذا كان مجفف الغاز يعمل بفعالية في ظل الظروف الحالية ومقارنته مع حسابات التصميم وتحسين دورة الزمن على مستوى وحدة تجفيف الغاز وكتلة الغريبال الجزيئي بقاسي الطويل ليكون هناك استخدام أمثل بالنسبة لشحنة الغريبال الجزيئي وزيادة مدة استخدام هذه الأخيرة وتحسين أوقات امتصاصها وأوقات دوراتها.

كلمات مفتاحية: مجفف الغاز، حسابات التصميم، دورة الزمن، وحدة تجفيف الغاز، الغريبال الجزيئي.

Abstract

The presence of water, even at low levels, is a widely known problem in the gas industry which causes the formation of hydrates which cause blockages in the pipes and lead to a reduction in flow rates and pressures, risk of solidification in the processes cryogenics and reduction in the calorific value of the gas. There are several types of process to eliminate water, namely: dehydration by molecular sieves, this technique is the same used at the CPF gas treatment center in Gassi Touil. The main objective of this study is to verify the operating parameters of the dehydrators deployed in the gas treatment center, by comparing the current case parameters with those of the design case. Also the verification of the proper functioning of these dryers by optimizing their adsorption times and their cycle times.

Key words: Hydrates, blockages, solidification, dehydration, molecular sieves, current case, design case, dryers, cycle times.

Liste des abréviations

GTL : Gassi Touil.

CPF : Central production facilities.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

GNL : Gaz naturel liquéfié.

GNC : Gaz naturel comprimé.

CEI : Communautés des états indépendants.

USA : The United States of America.

HC : Hydrocarbure.

HR1 : Premier forage de Hassi R'Mel.

GL4-Z : Premier complexe de liquéfaction de gaz naturel –Arzew.

GP-1Z : Complexe de traitement de GPL – Arzew.

GL-1Z : Complexes de liquéfaction de gaz naturel – Bethioua.

GL-1K : Complexes de liquéfaction de gaz naturel – Skikda.

G11-24-101- A/B/C : Déshydrateur de gaz.

OFEFP : Office Fédéral de l'Environnement des forêts et du Paysages.

LP : Low Pressure (Haute Pression)

HP : High Pressure (Basse Pression)

ZMT : Zone de transfert de masse.

MTBE : Le méthyl tert-butyl éther.

PTE : Le poly téréphtalate d'éthylène.

TVR : tension de vapeur Reid.

MEA : mono éthanol amine.

PPM : Parts per million.

PPMV : Parts per million by volume.

MMSCMS : Million standard Cubique Meters per Day (Million de mètres cube standard métrique par jour).

MMSCFS : Million Standard Cubique Feet per Day.

Btu : The British thermal unit.

N₂ : Nitrogène

H₂S : Le sulfure d'hydrogène

Hg : Mercure

C₁ : Méthane

C₂ : Ethane

C₃ : Propane

C₄ : Butane

C⁵⁺ : Pentane, Hexane, Heptane...

i-C₄ : Iso Butane

n-C₄ : Normal Butane

i-C₅ : Iso Pentane

n-C₅ : Normal Pentane

C₆ : Hexane

C₇ : Heptane

C₈ : Octane

n-C₈ : normal Octane

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Production, évolution et la part dans la production mondiale du gaz naturel dans quelques pays du monde en 2020-2021.	9
Tableau I-2 : Spécifications typiques pour un gaz commercial.	14
Tableau II-1 : Les caractéristiques de base des tamis moléculaires.	27
Tableau II-2 : cycle d'adsorption et de régénération (GTL).	33
Tableau III-1 : Les champs en exploitation.	36
Tableau III-2 : Production design de « CPF ».	37
Tableau III-3 : Fonctionnement des sécheurs.	39
Tableau IV-1 : La composition de charge (gaz alimentation sécheurs) et les propriétés critique du mélange.	47
Tableau IV-2 : Valeurs des constants B et C pour les tamis moléculaires.	49
Tableau IV-3 : propriétés critique du gaz naturel (cas actuel).	60
Tableau IV-4 : Résultats de calcul dans les conditions actuelles.	60
Tableau IV-5 : Comparaison des résultats du cas actuel avec ceux du design.	61
Tableau IV-6 : Répartition du temps des cycles.	63

Liste des figures

Figure I.1 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 1999, 2009 et 2019.	8
Figure I.2 : Les voies d'exportations gazières algériennes.	11
Figure I.3 : La répartition de réserves gazières en Algérie.	11
Figure I.4 : Production de gaz naturel en Algérie par milliards de M ³ .	12
Figure I.5 : Evolution de la production du GPL aux champs en millions de tonnes.	16
Figure II.1 : La formule des hydrates.	21
Figure II.2 : Les différentes structures des hydrates.	23
Figure II.3 : Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps.	30
Figure II.4 : Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption.	30
Figure II.5 : Courbe de perçage.	31
Figure III.1 : Situation géographique de Gassi Touil.	35
Figure III.2 : Schéma simplifié du démercuriseur.	38
Figure III.3 : Schéma simplifié du déshydrateur.	40
Figure III.4 : Schéma simplifié du gaz de régénération.	40
Figure III.5 : Schéma simplifié de l'expander [23].	41
Figure III.6 : Schéma simplifié d'absorbeur et du dééthaniseur [23].	43
Figure IV.1 : Schéma d'un déshydrateur de gaz.	45
Figure IV.2 : Evolution de la température du lit en fonction du temps de régénération (cas actuel – 36).	59
Figure IV.3 : Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption.	62

Symbols

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 _{cm}	Pression critique du mélange	Bar
d _g	Densité relative du gaz	-
M _g	Masse moléculaire du gaz	g/mol
ρ _g	Masse volumique du gaz	kg/m ³
G	Vitesse d'écoulement du gaz	m/min
ρ _t	Masse volumique du tamis	kg/m ³
d _p	Diamètre des particules du tamis	Mm
V _g	Vitesse superficielle du gaz	m/min
q _g	Débit massique du gaz	kg/h
D _{min}	Diamètre minimal de déshydrateur	M
M _t	Quantité du tamis pour adsorption	kg
M _{eau}	Quantité d'eau à adsorber dans un cycle	kg
M _{util}	Capacité d'adsorption utile	$\frac{1Kg\ d'H_2O}{100kg\ de\ tamis}$
Y _w	Teneur en eau dans le gaz	Ppm

Q_{eau}	Quantité d'eau à adsorber	kg/h
q_{eau}	Flux d'adsorption d'eau	kg/m ² .h
Q	Débit volumique du gaz	m ³ /h
H_z	Hauteur du ZTM	M
R_s	Saturation relative du gaz d'entrée	%
h_{ad}	Hauteur minimal d'adsorption	M
X	Capacité d'adsorption	%
Θ_B	Temps d'adsorption	H
h_t	Hauteur totale de lit	M
D	Diamètre de lit	M
M	Viscosité dynamique	Cp
Δp	Perte de charge	Bar
ε	Pourcentage de vide	%
D_p	Diamètre équivalent des billes	Mm
m_m	Masse de déshydrateur à vide	kg
ΔH	Chaleur latente de désorption	kcal/kg
C_p	Chaleur spécifique	kcal/kg°C
PC	Pouvoir calorifique	°C
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	°C
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	°C

Sommaire

Liste des abréviations	_____	
Liste des tableaux	_____	
Liste des figures	_____	
Liste des graphes	_____	
Nomenclatures	_____	

<i>Introduction générale</i>	_____	1
------------------------------	-------	----------

CHAPITRE I	_____	
GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL ET LE GPL.	_____	

I.1	Le gaz naturel	3
I.1.1	Origines du gaz naturel	3
I.1.2	Types des gaz naturels	4
I.1.3	Propriétés et caractéristiques du Gaz naturel	4
I.1.3.1	La densité du gaz naturel	5
I.1.3.2	Le pouvoir calorifique (PC)	5
I.1.3.3	La masse volumique (kg/m ³)	5
I.1.3.4	Le volume massique (m ³ /kg)	6
I.1.3.5	Facteur de compressibilité	6
I.1.3.6	Le point de rosée	6
I.1.3.7	Composition chimique	7
I.1.4	Gaz naturel dans le monde	7
I.1.4.1	Réserves de gaz	7
I.1.5	Production mondiale du gaz naturel	8
I.1.5	Le gaz naturel en Algérie	9
I.1.5.1	Richesse Algérienne en gaz naturel	10
I.1.5.2	Les réserves gazières en Algérie	11
I.1.6	Traitement de gaz	12
I.1.6.1	Généralité sur le traitement	12
I.1.6.2	Les principales étapes de traitement du gaz naturel	12
I.1.6.3	Les procédés de traitement de gaz	13
I.1.6.4	Les spécifications de transport et de commercialisation	13
I.2	Généralités sur le gaz de pétrole liquéfié GPL	14
I.2.1	Définition	14
I.2.2	Origine du GPL	14
I.2.3	Classe du GPL	14
I.2.4	Production mondiale des GPL	15
I.2.5	Extraction des GPL du gaz naturel	15
I.2.6	Production nationale des GPL	15
I.2.7	Exportation de GPL	16
I.2.8	Utilisation de GPL	17
I.2.9	Caractéristiques générales des GPL	17
I.2.10	Stockage et distribution des GPL	19
I.2.11	Spécifications du GPL	19
I.2.12	Le bilan écologique de GPL	19
•	Conclusion	20

CHAPITRE II	_____	
PRINCIPE DE LA DESHYDRATATION DE GAZ	_____	
Introduction	_____	21
II.1	Les Hydrates	21
II.1.1	Définition	21
II.1.2	Conditions de formation des hydrates	21

II.1.3	La teneur en eau dans le gaz naturel	21
II.1.4	Mesure de la teneur en eau	22
II.1.5	Structures des hydrates	22
II.1.6	Les risques associés à la formation des hydrates	23
II.1.7	Prévention des hydrates	23
II.1.7.1	Chauffage	23
II.1.7.2	Réduction de pression	23
II.1.7.3	Utilisation des inhibiteurs	24
II.2	Méthodes de Déshydratation	24
II.2.2	Séchage par absorption	24
II.2.2.1	Critères de choix d'un solvant pour la déshydratation	24
II.2.2.2	Description de procédé de déshydratation par glycol	25
II.2.3	Déshydratation par membrane	25
II.2.4	Déshydratation par adsorption (cas de GTL)	25
II.2.4.1	Caractéristiques d'adsorption	25
II.2.4.2	Types d'adsorption	26
II.2.4.3	Caractéristiques des adsorbants	26
II.2.4.4	Types d'adsorbant	26
II.3	Adsorption sur les tamis moléculaires (cas de GTL)	27
II.3.1	Description sur les tamis moléculaires	27
II.3.2	Les avantages des tamis moléculaires	29
II.3.3	Influence de quelques paramètres sur l'adsorption	29
II.3.3.1	Zone de transfert de masse « ZMT »	29
II.3.3.2	Température	31
II.3.3.3	Pression	31
II.3.3.4	Concentration	31
II.3.3.5	Phase	32
II.3.3.6	Vitesse de passage	32
II.3.3.7	Impuretés	32
II.3.4	Régénération des tamis moléculaire	32
II.3.4.1	Régénération par chauffage (Thermal Swing) Cas de GTL	33
II.3.4.2	Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)	33
II.3.4.3	Régénération par entrainement	33
II.3.4.4	Régénération par déplacement	33
	Conclusion	34

CHAPITRE III

ZONE DE TRAITEMENT DE GAZ BRUT G11	
III.1	Gisement de Gassi Touil
III.1.1	Description de la région GTL
III.1.2	Le CPF :La nouvelle unité de traitement de gaz
III.2	Développement future
III.3	Zone de traitement de gaz brut(récupération de GPL)appelé G11
	Problématique

CHAPITRE IV

CALCUL DE VERIFICATION ET OPTIMISATION DES RESULTATS OBTENUS	
IV.	Partie calcul
IV.1	Disposition des composants du lit
IV.2	Vérification des paramètres du cas design [18, 19, 20]
IV.2.1	Calcul du facteur de compressibilité Z
IV.2.1.1	Détermination de la pression et de la température réduites
IV.2.2	Calcul de la densité relative du gaz
IV.2.3	Calcul de la masse volumique du gaz
IV.2.4	Calcul de la vitesse d'écoulement du gaz
IV.2.5	Calcul de la vitesse superficielle du gaz au travers du déshydrateur :
IV.2.5.1	Débit volumique de gaz à la condition opératoire
IV.2.6	Calcul du diamètre minimum du déshydrateur :

IV.2.7	Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption _____	51
IV.2.8	La Hauteur totale du lit _____	52
IV.2.8.1	Calcul du flux d'adsorption d'eau _____	52
IV.2.8.2	Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse _____	52
IV.2.8.3	La hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur _____	52
IV.2.8.3.1	Epaisseur du déshydrateur _____	52
IV.2.8.4	La masse totale du tamis moléculaire _____	53
IV.2.9	Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur _____	53
IV.2.9.1	Pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire _____	53
IV.2.9.2	Pertes de charge à travers les billes de céramique _____	53
IV.2.10	Calcul de débit de gaz de régénération _____	54
IV.2.10.1	Phase de chauffage _____	54
IV.2.10.1.1	La quantité de chaleur totale à fournir _____	55
IV.2.10.1.2	Débit de gaz de régénération en phase de chauffage _____	57
IV.2.10.2	Phase de refroidissement _____	58
IV.3	Calcul des paramètres du déshydrateur dans les conditions actuelles _____	58
IV.4	Comparaison des résultats actuels avec ceux du design _____	61
IV.5	Discussion des résultats _____	62
IV.6	Optimisation du temps de cycle du cas actuel _____	62
IV.6.1	Détermination du temps de rupture _____	63
IV.6.2	Répartition des temps du cycle _____	63
IV.6.3	Comparaison et interprétation des résultats _____	63
Conclusion générale _____		65
Références bibliographiques _____		
Annexes _____		

L'énergie occupe une place prépondérante dans la vie de l'être humain.

La science et les progrès techniques ont permis à l'homme de découvrir de nouvelles ressources énergétiques, à savoir tous les produits à vocation énergétique dont nous citons : le pétrole et le gaz naturel, qui sont les seuls capables de répondre à l'accroissement des besoins en énergie.

L'intérêt croissant pour le gaz naturel vient du fait que celui-ci est un combustible plus propre, plus respectueux de l'environnement, sa souplesse d'utilisation, et enfin l'abondance relative des ressources [1].

Dans les années soixante, les découvertes de gaz et la multiplication des projets entraînent un véritable décollage de la production mondiale. Au bout de dix années de croissance, à la fois de la production et des réserves prouvées, le gaz naturel a quitté sa place de second rang.

Aujourd'hui, l'industrie gazière se repositionne et entame une nouvelle phase de croissance et fait émerger une « nouvelle économie » du gaz. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan environnemental favorisent son utilisation dans plusieurs secteurs, notamment dans la génération d'électricité. Le gaz naturel est également une source d'énergie très sûre tant en ce qui concerne son transport et son stockage, que son utilisation [2].

Les progrès technologiques, les nouvelles approches économiques et commerciales, les stratégies, les intervenants, la globalisation, les fusions et les alliances, se sont combinés pour donner au gaz le dynamisme nécessaire à la matérialisation de l'espoir qu'il nourrit pour devenir « l'énergie du 21ème siècle ».

Le prix du pétrole qui dégringole de plus en plus ainsi que la crise économique que connaît notre pays, ont poussé l'Algérie à maximiser ses revenus en optimisant la récupération et la valorisation de tous ses produits, en insistant sur les dérivés du gaz naturel qui connaissent une hausse des prix dans la scène commerciale internationale. S'appuyant sur un potentiel énergétique où le gaz naturel est largement dominant, la vocation gazière de SONATRACH s'est affirmée au rythme du renforcement de son rôle dans l'approvisionnement des marchés gaziers [3].

Le gaz naturel est un mélange souvent très riche en méthane et qui contient généralement en proportions décroissantes tous les hydrocarbures saturés jusqu'à des points d'ébullition supérieurs à 200°C. En outre il renferme en proportions variables de l'Azote, du mercure, du gaz carbonique, des composés sulfurés ainsi que de l'eau provenant de la couche productrice. Il se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol, souvent en solution avec du pétrole brut ou du condensât. Cette teneur en eau peut être à l'origine de nombreux problèmes qui influent directement sur les équipements en aval de la section de déshydratation, engendrant rapidement un fonctionnement anormal et une perturbation des installations de l'unité [4].

Le gaz naturel en sortie des puits de production subit un traitement qui consiste à retirer spécifiquement certains constituants présents tel que l'eau pour éviter la formation des hydrates qui cause le phénomène de givrage (bouchage) des équipements et le rendre compatible avec les spécifications requises concernant son transport et/ou les spécifications de qualité commerciales et réglementaires [5].

L'objectif principal de cette étude consiste à la vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement des déshydrateurs implanté au centre de production de la Direction régionale de Gassi Touil.

Notre mémoire comporte quatre chapitres, trois chapitres dans une partie théorique et un chapitre dans une partie expérimentale.

- Le premier chapitre donne une généralité sur le gaz naturel et le GPL.
- Le deuxième chapitre s'intéresse à la présentation de principe de la déshydratation de gaz.
- Le troisième chapitre représente l'unité de traitement de gaz brut G11.
- Le quatrième chapitre renseigne sur les calculs de vérification et optimisation des résultats.

Une conclusion générale récapitule les principaux résultats obtenus au cours de ce travail ainsi que des recommandations.

CHAPITRE I

***GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL
ET LE GPL.***

Introduction

Le chapitre suivant explore le gaz naturel et le gaz de pétrole liquéfié (GPL), deux sources d'énergie couramment utilisées dans le monde entier, Ce chapitre examinera les caractéristiques, les utilisations et les classes de ces deux sources d'énergie, ainsi que les considérations économiques et les défis associés à leur utilisation.

I.1 Le gaz naturel

Le gaz naturel brut est composé essentiellement d'hydrocarbure (gazeux liquide) dont le pourcentage et la nature changent suivant les régions d'extraction, il compose principalement de méthane (CH_4) et d'eau avec quelques impuretés de proportions variables (N_2 , CO_2 , H_2S , composés sulfurés, ...etc.).

Le gaz naturel se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol ou on le trouve en solution avec du pétrole brut ou du condensât.

Depuis sa découverte il a été utilisé comme fuel ou à usage domestique, alors que maintenant il joue un rôle énergétique croissant [6].

I.1.1 Origines du gaz naturel

Les différentes compositions du gaz naturel sont dues à la diversité de ses origines, qui peuvent être :

a) Un gaz bactérien

Le mode bactérien est dû à l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments, le gaz ainsi formé est appelé gaz bactérien ou biochimique.

b) Un gaz thermique

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

c) Un gaz inorganique

Le mode inorganique de formations des gaz d'hydrocarbures reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

I.1.2 Types des gaz naturels

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

a) Gaz sec

Il ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds.

b) Gaz humide

Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.

c) Gaz à condensât

Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.

d) Gaz associé

Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et les gaz dissous [7].

e) Gaz de charbon

Le charbon contient naturellement du méthane et du CO₂ dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou.

Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux Etats-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane.

f) Gaz de schiste

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais, comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile [8].

I.1.3 Propriétés et caractéristiques du Gaz naturel

Le gaz naturel est un hydrocarbure incolore, inodore, insipide, sans forme particulière. Il se présente sous sa forme gazeuse au-delà de « -161°C ». En plus qu'il n'est ni corrosif, ni toxique, a une température de combustion élevée et il possède un intervalle restreint d'inflammabilité, ce qui fait de lui un combustible

fossile sûr comparé à d'autres sources d'énergie. En outre, en raison de sa densité de 0.60, le gaz naturel a tendance à s'élever et peut, par conséquent, disparaître facilement du site où il se trouve par n'importe quelle fissure. A la pression atmosphérique, si le gaz naturel est refroidi à une température de « - 161°C » environ, il se condense et forme le gaz naturel liquéfié (GNL) qui réduira son volume de 600 fois et le rend deux fois moins lourd que l'eau (45% environ) [9].

Le gaz de vente aura les caractéristiques suivantes :

I.1.3.1 La densité du gaz naturel

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de température et de pression. Comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire, en utilisant la relation suivante :

$$\text{Densité du gaz} = \text{Masse Moléculaire du gaz} / 28.966$$

28.966: est la masse moléculaire de l'air.

I.1.3.2 Le pouvoir calorifique (PC)

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique et à une température (0°C). Il s'exprime en joules par mètre cube (J/m³) et a deux valeurs une supérieure (PCS) et l'autre inférieure (PCI).

a) pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de la composition sont ramenés à la température ambiante : l'eau formée étant liquide.

b) Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante : l'eau reste à l'état vapeur.

c) Estimation du pouvoir calorifique

Connaissant la composition du gaz naturel, son pouvoir calorifique peut être estimé par pondération linéaire à partir du pouvoir calorifique de chacun de ces constituants, en assimilant le mélange gazeux de départ et les produits de la réaction à des mélanges de gaz parfait [10].

$$p_{cm} = \sum p_{ci} \cdot Y_i$$

p_{cm} : Pouvoir calorifique du mélange gazeux (kJ/m³ ou kJ/mol).

p_{ci} : Pouvoir calorifique du constituant « i » (kJ/m³ ou kJ/mol).

Y_i : La fraction molaire du constituant « i ».

I.1.3.3 La masse volumique (kg/m³)

C'est la masse de l'unité de volume du gaz exprimé en Kg/m³, elle est en fonction de la température et de la pression, en dehors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou

standards :

- Condition normale : $T=0\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 1\text{atm}$.

- Condition standard : $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 1\text{atm}$.

$$\rho = \frac{M_{\text{moy}}}{V} \quad [\text{Eq I.1}]$$

I.1.3.4 Le volume massique (m^3/kg)

Il représente le volume occupé par une unité de masse.

I.1.3.5 Facteur de compressibilité

Le facteur de compressibilité "Z" est défini par la relation :

$$Z = \frac{P.M_{\text{moy}}}{\rho.R.T} \quad [\text{Eq I.2}]$$

Il est en fonction de la pression, de la température, de la masse molaire moyenne du calcul gaz et des constituants présents dans le gaz. Généralement, il est déterminé par utilisation des abaques ou des corrélations. La majorité des méthodes proposées nécessite la connaissance de la composition du gaz afin de calculer les deux paramètres utilisés : la pression pseudo-critique et la température pseudo-critique.

Par définition, la pression pseudo-critique " P_{pc} " est déterminée par la relation:

$$P_{pc} = \sum Y_i.P_{Ci} \quad [\text{Eq I.3}]$$

De même la température pseudo-critique " T_{pc} " est déterminée par la relation :

$$T_{pc} = \sum Y_i.T_{Ci} \quad [\text{Eq I.4}]$$

La pression réduite " P_{rm} " est donnée par la relation:

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{pc}} \quad [\text{Eq I.5}]$$

De même la température réduite " T_{rm} " est déterminée par la relation :

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{pc}} \quad [\text{Eq I.6}]$$

P_{Ci} : Pression critique du constituant "i".

T_{Ci} : Température critique du constituant "i".

P : Pression absolue du gaz.

T : Température absolue du gaz.

I.1.3.6 Le point de rosée

- Point de rosée « hydrocarbures » :

Dans certaines conditions de pression et de température, un gaz commence à se liquéfier. Des gouttelettes constituées par les hydrocarbures les plus lourds s'apparaissent.

Le point de rosée « hydrocarbures » à une pression donnée, est la température à laquelle apparaissent les premières gouttelettes liquides.

- Point de rosée « eau » :

Lorsqu'un gaz se refroidit, le point de rosée « eau » est, sous une pression donnée, la température à laquelle commence la condensation de l'eau ou plus généralement, celle correspondant à l'apparition d'une seconde phase (eau liquide, glace, hydrates).

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

I.1.3.7 Composition chimique

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures, l'éthane, le propane, le butane, le pentane, et a des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds.

Les hydrocarbures ($C_3 - C_4$) forment fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) la fraction la plus lourde correspond aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C_5) appelée gazoline.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides et dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic).

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de son exploitation. Elle est déterminée par méthode chromatographique en phase gazeuse [9].

I.1.4 Gaz naturel dans le monde

I.1.4.1 Réserves de gaz

La comparaison des taux d'épuisement des ressources d'hydrocarbures constate que le gaz naturel est une ressource énergétique relativement peu exploitée par rapport au pétrole brut.

En janvier 2004 les réserves totales de gaz dans le monde sont estimées à 202.404 Gm³ plus de 2,2% par rapport à l'année de 2000 dont 146.800 Gm³ de réserves récupérables prouvées. Les réserves prouvées de gaz représentent, en équivalent énergétique, plus de 95 % des réserves prouvées de pétrole brut.

La plus forte part (40%) des réserves totales se trouve en Europe de l'Est, Asie du Nord. En ce qui concerne les réserves prouvées, elles se situent pour 38% en Europe de l'Est, Asie du Nord et 31% au Proche-Orient, les parts des autres régions étant toutes inférieures à 10%. Par comparaison avec le pétrole brut, dont les deux tiers des réserves prouvées se trouvent au Proche-Orient, le gaz naturel représente une diversification géographique des sources d'énergie dans le monde.

Après trois années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de 4% rapport à celles du janvier 1999. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions d'Europe de l'Est Asie du

Nord et d'Amérique du Nord.

Cette augmentation suit et confirme celle de 22% constatée en 1996 et 1999 et tient en grande partie à l'impact des nouvelles technologies sur le niveau de récupération des réserves avec des prix des énergies quasiment stables : l'essentiel de l'évolution est dû à de nouvelles estimations des ressources des champs de gaz déjà connus.

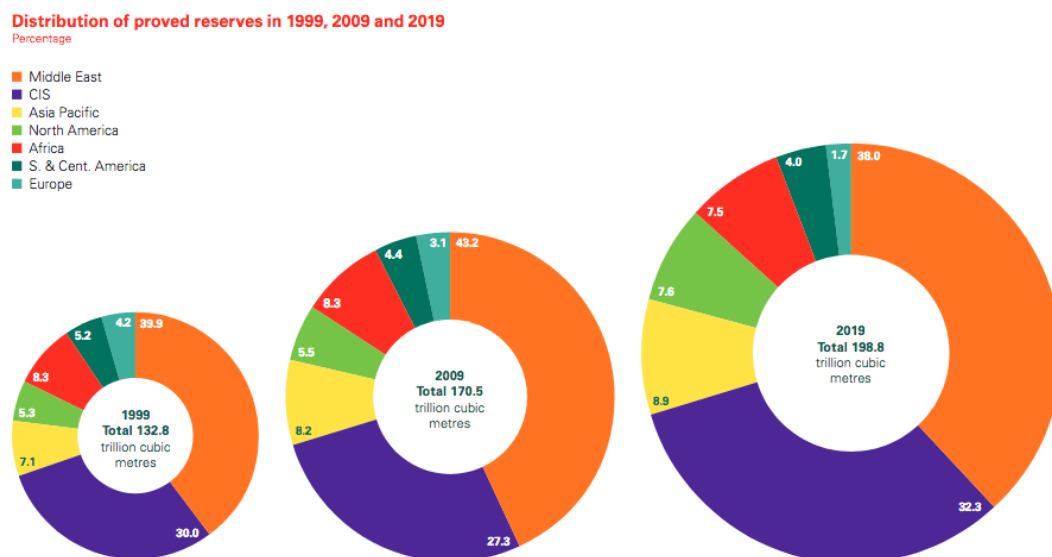


Figure I.1 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde en 1999, 2009 et 2019 [10].

I.1.5 Production mondiale du gaz naturel

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (communs des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de 50% à la production annuelle est très frappante.

Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes liés au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA. Les principaux producteurs sont proches des grandes marches consommateurs : Canada (USA) Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie.

La production mondiale de gaz naturel a repris sa forte croissance après la baisse d'activité économique due à la pandémie de la covid. La Russie a notamment accru sa production de près de 10 % mais reste largement derrière les États-Unis, premier producteur dans ce secteur, comme dans celui du pétrole.

Tableau I-1 : Production, évolution et la part dans la production mondiale du gaz naturel dans quelques pays du monde en 2020-2021 [11].

Pays	2020	2021	Évolution 2020-2021	Part dans la production mondiale
Etats-Unis	915,9	934,2	2,0%	23,1%
Russie	637,3	701,7	9,2%	17,4%
Iran	249,5	256,7	2,8%	6,4%
Chine	194,0	209,2	7,3%	5,2%
Qatar	174,9	177,0	1,2%	4,4%
Canada	165,7	172,3	3,8%	4,3%
Australie	146,0	147,2	0,9%	3,6%
Arabie Saoudite	113,1	117,3	3,6%	2,9%
Norvège	111,5	114,3	2,5%	2,8%
Algérie	81,5	100,8	19,2%	2,5%
Turkménistan	66,0	79,3	16,7%	2,0%
Malaysia	68,7	74,2	7,4%	1,8%
Egypte	58,5	67,8	13,8%	1,7%
Indonésie	59,5	59,3	-0,4%	1,5%
Emirats Arabes Unis	55,4	57,0	2,7%	1,4%
Ouzbékistan	47,1	50,9	7,5%	1,3%
Nigéria	49,4	45,9	-7,7%	1,1%
Reste du monde	667,5	671,9	0,6%	17%
Total monde	3861,5	4036,9	4,3%	100,00%

I.1.5 Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs campagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz. Ce premier développement du champ permet de préciser le viciés des niveaux

géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent. Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi R'mel à Arzew, le condensât était évacué à Haoudh El Hamra via l'oléoduc « N°8 ». Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974, des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ. En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m³/j.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe... etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc transméditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie, l'Espagne via le Maroc et la Slovénie via la Tunisie.

I.1.5.1 Richesse Algérienne en gaz naturel

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité en l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m³ de production.

Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

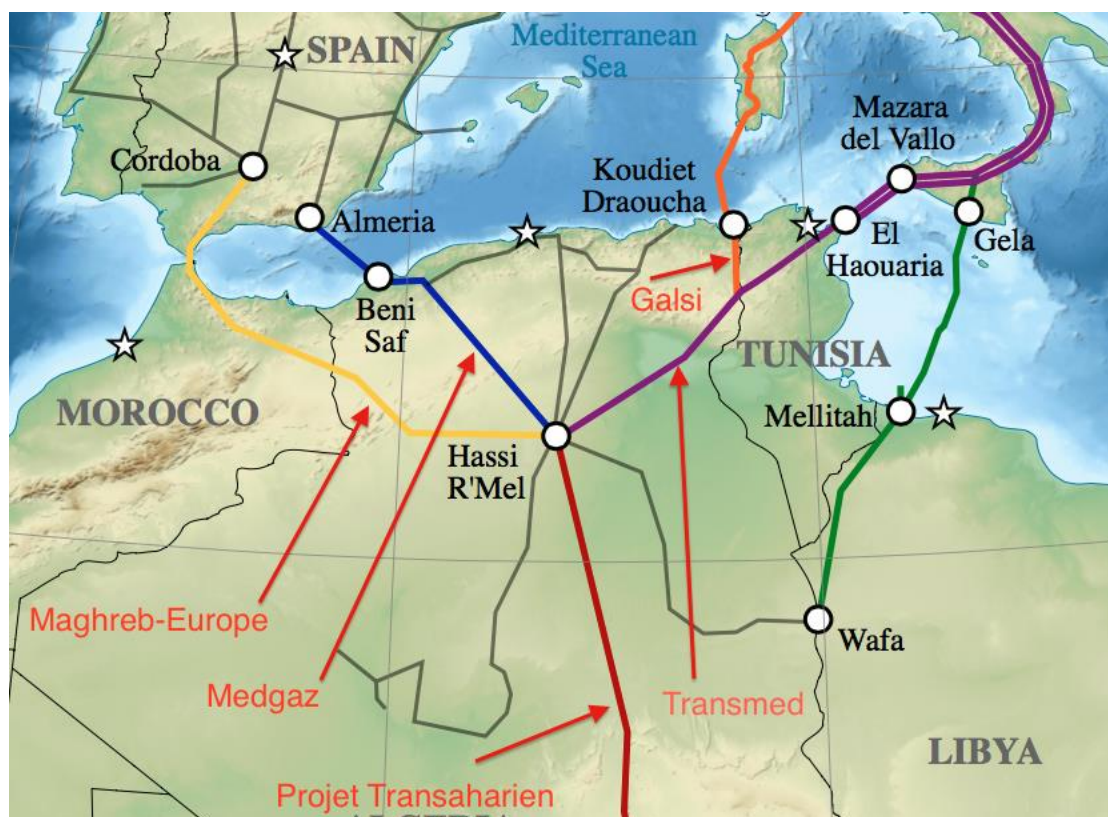


Figure I.2 : Les voies d'exportations gazières algériennes [12].

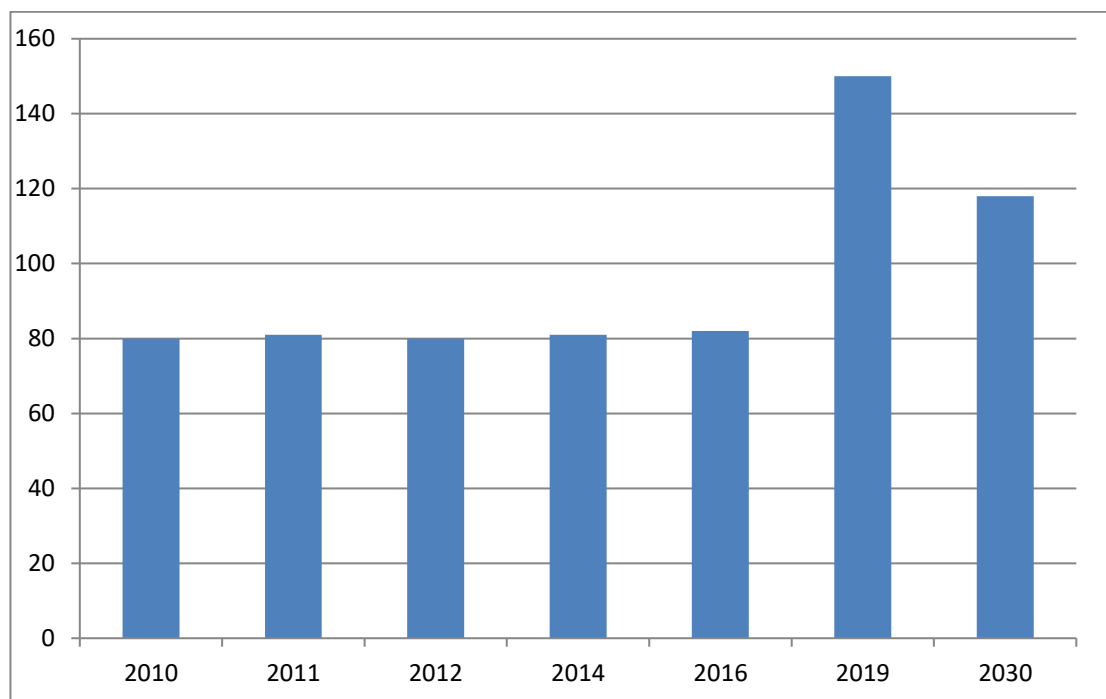


Figure I.3 : Production de gaz naturel en Algérie par milliards de m³ [11].

I.1.5.2 Les réserves gazières en Algérie

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109 m³. Au cours des

dix dernières années les bassins de Berkane et d'Illizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de Berkane qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'Oued Maya où ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de Timimoune et Hassi Messaoud [7].

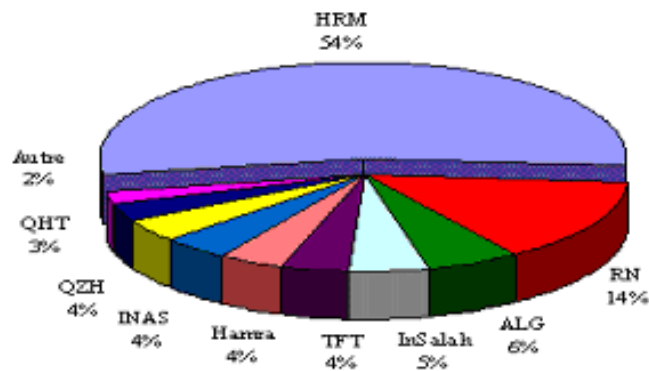


Figure I.4 : La répartition de réserves gazières en Algérie [7].

1.1.6 Traitement de gaz

1.1.6.1 Généralité sur le traitement

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer totalement ou partiellement certains des constituants présents à la sortie du puits, tel que l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds. Ce traitement a pour but d'amener le gaz à des spécifications de transports ou commerciales.

Les procédés de traitement du gaz sont multiples, et le choix de l'un d'eux est basé sur les critères suivants :

- Qualité de l'effluent brut.
- Taux de récupération des hydrocarbures lourds visé.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

1.1.6.2 Les principales étapes de traitement du gaz naturel

- La première étape : elle permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent des puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât) et l'eau libre.
- La seconde étape de traitement : elle dépend du mode de transport. le gaz naturel et ses fonctions peuvent être transportés sous diverses formes :
 - Gaz naturel comprimé.
 - Gaz naturel liquéfié (GNL).

- Gaz pétrolier liquéfié (GPL).
- Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Chacune de ces filières apparaît comme une succession d'étapes et constitue une chaîne gazière.

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

- H_2S : toxique et corrosif.
- CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Hg : corrosif dans certains cas.
- H_2O : conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds : condensant dans les réseaux de transport.
- N_2 : de valeur thermique nulle.

I.1.6.3 Les procédés de traitement de gaz

Il existe trois procédés de traitement de gaz :

a) Procédé PRICHARD

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de $(-23^{\circ}C)$.

b) Procédé HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée Turbo-Expander, qui permet d'atteindre un niveau de température de $(-40^{\circ}C)$.

Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

c) Procédés mixtes

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la boucle de propane, ou on atteint les $(-66^{\circ}C)$.

Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

I.1.6.4 Les spécifications de transport et de commercialisation

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

La valeur du point de rosée des hydrocarbures dépend des conditions de

transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

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

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant :

Tableau I-2 : Spécifications typiques pour un gaz commercial [13].

PCS	39100 à 39500 (kJ/m ³)
Point de Rosée HC	Inférieur à – 6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 150 ppm Vol.
Teneur en C ₅₊	Inférieur à 0,5% mol.

I.2 Généralités sur le gaz de pétrole liquéfié GPL

I.2.1 Définition

Le gaz du pétrole liquéfié appelé communément GPL est un mélange gazeux composé essentiellement du butane et du propane à la température ambiante et à la pression atmosphérique, mais il peut demeurer à l'état liquide sous des pressions relativement basse (4-18 atmosphère) ,ceci présente l'intérêt de stocker une importante quantité d'énergie dans un volume réduit, ce qui permet de le transporter plus facilement que les gaz non condensable (méthane et éthane) qui exigent des pressions très élevées.

Le GPL est facile à commercialiser dans des bouteilles en acier et se gazéfie au moment de son utilisation. La composition chimique du GPL est variable selon les normes et ses utilisations dans différents pays, il peut contenir le propylène, butène, une faible quantité de méthane, éthylène, pentane et exceptionnellement les hydrocarbures butadiène, et acétylène [14].

I.2.2 Origine du GPL

Les GPL sont extraits à partir de diverses sources comme :

- Le pétrole brut après raffinage comme sous-produit.
- La récupération à partir des champs gaziers.
- La récupération à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel (GNL).

I.2.3 Classes du GPL

Le GPL est classé en plusieurs catégories en fonction de sa composition et de ses propriétés. Les principales classes de GPL sont les suivantes :

- GPL propane : contient principalement du propane (C₃H₈) et est utilisé pour les applications extérieures telles que les barbecues, les chauffages de terrasse, les générateurs de secours, etc.
- GPL butane : contient principalement du butane (C₄H₁₀) et est utilisé pour les applications intérieures

telles que les chauffages d'appoint et les cuisinières à gaz.

- GPL mixte : contient un mélange de propane et de butane dans des proportions variables, et est utilisé pour une variété d'applications, y compris le chauffage, la production d'eau chaude, la cuisine et comme carburant pour les véhicules fonctionnant au GPL.
- GPL auto-gaz : également connu sous le nom de GPL carburant, il est utilisé comme carburant pour les véhicules fonctionnant au GPL. Il est généralement un mélange de propane et de butane dans des proportions variables.

I.2.4 Production mondiale des GPL

D'une manière générale la charge qui constitue l'alimentation de l'unité de production de GPL est introduite successivement dans six sections à savoir : La section compression ; la section de refroidissement et séparation ; la section de déshydratation ; la section de réfrigération ; la section de fractionnement et enfin la section de Stockage [15].

Aux Etats-Unis où une longue tradition d'utilisation existe, la production et la consommation sont équilibrées.

Au Moyen-Orient, la production de GPL s'est considérablement développée à la fin des années 70 lorsque l'augmentation du prix de l'énergie a rendu attractive la récupération du propane et du butane. Auparavant, ces produits étaient brûlés avec le gaz associé. Le Moyen-Orient est actuellement la principale source d'exportation des GPL dans le monde. En Afrique du nord et tout particulièrement en Algérie, le GPL est surtout récupéré à partir du gaz naturel dans les unités de traitement de gaz humide. La production des raffineries assure le complément. Le propane et le butane sont récupérés au niveau de la distillation atmosphérique du pétrole brut et par craquage des molécules lourdes dans la plupart des unités de transformation et de conversion.

Le propane et le butane commerciaux ne sont pas des produits purs mais des mélanges. Une séparation complète des molécules serait aussi coûteuse qu'inutile car la plupart des utilisations acceptent des mélanges.

La production mondiale du GPL croît à un rythme de 5% par an.

I.2.5 Extraction des GPL du gaz naturel

Les procédés utilisés dans les unités d'extraction de GPL en Algérie sont basés sur la condensation des hydrocarbures lourds (C_{3+}). Cette condensation est réalisée par refroidissement du gaz brut selon un mode de réfrigération propre à chaque procédé.

D'une manière générale, le gaz brut se refroidit par détente et, par conséquent, produit du Liquide [15].

I.2.6 Production nationale des GPL

L'Algérie pays pétrolier et gazier, possède une industrie de GPL très importante, sa production a

suivi une croissance soutenue en raison de l'intérêt suscité chez les pays industrialisés pour cette forme d'énergie idéale pour la protection de l'environnement. Jusqu'à 1984, l'Algérie importait du butane en période de pointe. Depuis cette date et suite, à la mise en service du complexe GP-1Z la production nationale est largement excédentaire par rapport à la demande du marché national. Durant la dernière décennie, l'industrie algérienne du GPL a connu des changements profonds, notamment en matière de production, d'exploitation et dans les activités de transport maritime. Le programme de valorisation des ressources gazières lancé au début des années 90 fait bénéficier aujourd'hui l'Algérie de disponibilités importantes en GPL. Depuis la mise en exploitation du champ gazier de Hamra en 1996, la production de GPL a connu un développement rapide. Le niveau de l'offre nationale de GPL sera de l'ordre de 12,5 millions de tonnes en 2006 lorsque les projets développés auront été mis en service. Cette offre provient

de trois sources différentes :

- ♦ 10% obtenus par raffinage du pétrole brut aux raffineries de Skikda, Arzew, Alger.
- ♦ 11 % sont obtenus à l'issue de la liquéfaction du gaz naturel aux complexes de liquéfaction GL-2Z, GL-1K.
- ♦ 79% sont produits à partir des gisements d'hydrocarbures, par séparation du gaz et le traitement du pétrole brut ; soit 4,35 millions de tonnes.

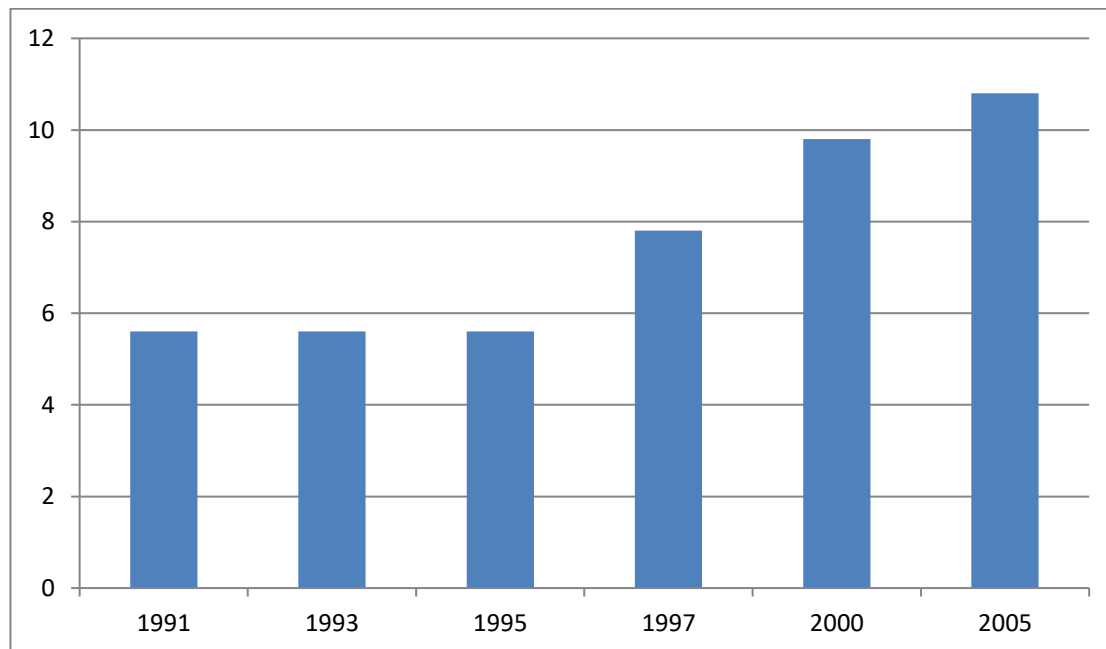


Figure I.5 : Evolution de la production du GPL aux champs en millions de tonnes [15].

I.2.7 Exportation de GPL

Les marchés méditerranéens et américains (USA) restent les principaux marchés et représentent près de 75% de nos exportations en GPL.

I.2.8 Utilisation de GPL

Nos ressources en hydrocarbures sont essentiellement composées d'hydrocarbures gazeux GPL.

Compte tenu des profils de production prévisionnels, les GPL constituent la ressource la moins entamée. S'agissant du marché national, de grandes possibilités d'utilisation des GPL existent pour tous les usages énergétiques. Cependant, honnis le butane qui a connu une très forte pénétration dans le secteur résiduel, le propane a été très faiblement utilisé dans les autres secteurs potentiels : transports, industrie et agriculture.

a) Source de chauffage

Les appareils domestiques utilisés actuellement sont conçus pour s'adapter à l'utilisation de GPL. Une plus grande flexibilité, les aspirations de la clientèle et la recherche du rapport prix/qualité sont les facteurs principaux de l'évolution de ces appareils.

b) GPL dans la climatisation

Il est utilisé pour la construction des réfrigérateurs et des climatiseurs (moyenne capacité) grâce à sa détente d'absorption de la chaleur et de créer le froid.

c) GPL dans la pétrochimie

18% des GPL sont consommés comme charge pétrochimique (production de l'éthylène qui est un produit phare de la pétrochimie). La demande globale pétrochimique de GPL enregistre un taux de croissance de 10%.

L'utilisation du butane est liée essentiellement à la fabrication du MTBE utilisé comme booster des essences en substitution au PTE.

d) GPL pour la production d'électricité

Les rythmes attendus de la croissance de la demande mondiale en électricité dépasseraient largement ceux des autres formes d'énergies finales. Elle atteindra 21,2% en l'an 2010. Les GPL pour la production d'électricité s'avèrent être une solution privilégiée par rapport aux autres combustibles (Charbon, Fuel... etc.), et ce tant du point de vue économique qu'écologique.

e) GPL carburant

La pollution de l'air et climat, le bilan écologique comparé des différents carburants attribue les meilleures notes, et de loin au GPL, et au gaz naturel.

Si on les généralisait, on soulagerait bien plus l'environnement qu'en améliorant la qualité d'essence et de diesel. Les autres carburants examinés n'apportent guère d'avantages comparés à ces derniers.

Parfois même ils sont moins favorables, tel est le résultat d'une étude réalisée à la demande de l'OFEFP (Office Fédéral de l'Environnement des Forêts et du Paysages) intitulée éco profils des carburants.

I.2.9 Caractéristiques générales des GPL

Les caractéristiques générales des GPL sont :

a) Odeur

Le GPL est inodore à l'état naturel, pour des raisons de sécurité on ajoute dans des limites la précises à des fins de commercialisation des odorants, ces additifs sont des composés sulfurés tels que le Diméthyle mercaptan ou le diméthyle sulfite.

b) Tension de vapeur

La TVR de GPL est de 8 et 2 bars pour le propane et le butane respectivement à (20°C).

c) Dilatation

A l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de son stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).

d) Densité

Aux conditions normales de température et de pression, le GPL est plus lourd que l'air, elle diminue avec l'augmentation de la température et à titre exemple : à (38°C) la densité est de 0,534. La densité est très importante dans le GPL commercial.

De petites quantités de GPL dans l'eau peuvent former un mélange, pour cela il n'est pas toléré de négliger la moindre consigne de sécurité dans l'industrie du gaz.

e) Température d'ébullition

A la pression atmosphérique la température d'ébullition de propane est de (-42°C), et celle de butane est de (0°C).

f) Pouvoir calorifique

C'est la propriété la plus intéressante étant donné que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques.

Le GPL a un pouvoir calorifique élevé :

Propane: PC = 22506 kcal/kg.

Isobutane : PC = 29460 kcal/kg.

Normal butane : PC = 296221 kcal/kg [11].

g) Impuretés

Le plus important est le soufre, la teneur en soufre est inférieure ou égale à 0,005% en masse, ainsi que l'eau qui est extraite durant le traitement.

h) Corrosion

Le GPL est non corrosif à l'acier mais l'est généralement à l'aluminium au cuivre et ces alliages.

i) Lubrification

Le GPL n'a aucune propriété de lubrification, ce qui doit être pris en considération lors de la conception des équipements pour GPL (pompes et compresseurs).

j) Couleur

Le GPL est incolore, que ce soit en phase liquide ou gazeuse.

I.2.10 Stockage et distribution des GPL

Le fait que le gaz de pétrole soit utilisé à l'état gazeux dans les conditions normales de pression et de température, et qu'ils soient obligatoirement stockés et transportés à l'état liquide influence toutes les conditions de manutention. Les récipients métalliques (de capacité $e < 100$ litres) contenant les gaz de pétrole sont soumis à des pressions d'épreuve de 30 bars pour le propane et de 15 bars pour le butane. Les stockages se rencontrent tout au long de la chaîne de distribution, depuis la raffinerie jusqu'aux points de distribution et d'utilisation. Si les moyens de stockage classiques (sphères, réservoirs cylindriques, horizontaux ou verticaux) sont encore largement utilisés, les sphères les sont plus, elles ont des capacités pouvant aller jusqu'à alors que 3000 m^3 les réservoirs cylindriques horizontaux ont couramment des capacités d'une centaine de mètres cubes.

Tous les modes de transport valables pour les produits pétroliers peuvent être employés pour les gaz liquéfiés : pipelines, navires pétroliers, péniches, camions, wagons citernes, bouteilles.

Les termes de la distribution, c'est-à-dire les gaz vendus aux consommateurs, se fait soit par des bouteilles de différentes capacités surtout (13 kg) ou par des réservoirs de plusieurs centaines de kilogrammes, soit fixes (remplis périodiquement par un camion-citerne), soit mobiles et laissés en dépôt chez l'utilisateur.

I.2.11 Spécifications du GPL

Cette fraction doit répondre aux spécifications :

- Teneur en $C_2 \leq 3\%$ molaire.
- Teneur en $C_{5+} \leq 0.4\%$ molaire.

I.2.12 Le bilan écologique de GPL

Le GPL est perçu comme un carburant propre son bilan écologique reste pourtant mitigé, même s'il est globalement supérieur à celui des carburants conventionnels. Son utilisation ne produit pas des particules et très peu d'oxyde d'azote ou de benzène, mais les émissions de CO restent proches de celle d'un diesel moderne qui lui est également très supérieur en matière d'émissions de CO_2 , le bilan du puits à la roue (production au pot d'échappement) donne un léger avantage au GPL avec une différence suivant les études de l'ordre de -5%.

Le GPL avait initialement un impact très positif car il était un corolaire de l'extraction pétrolière ou gazière et était brûlé sur les sites d'extraction. En termes de filière, son utilisation permettait alors de propulser plus des véhicules pour une même quantité de CO_2 , rejeté dans l'atmosphère. Il est désormais aussi valorisé comme combustible de chauffage son emploi dans les transports réduit donc ses avantages en terme CO_2 . Il demeure une alternative intéressante en matière de diversification énergétique. En effet

son origine mixte (pétrole et gaz) permet d'introduire sur ce marché un carburant gazeux, disponible, facile à mettre en œuvre, bénéficiant d'ores et déjà d'infrastructures de distribution mais il n'est qu'un carburant de transition qui peut permettre de reculer l'échéance du pic pétrolier en attendant d'autres solutions.

Il existe une grande disparité au sein des véhicules équipés pour le GPL. Les véhicules en première monte (équipés usine) présentent de bons résultats, alors que les véhicules équipés en seconde monte sont particulièrement disparates. Certains peuvent même se montrer nettement plus polluants sur certains points que des véhicules essence conventionnels.

Les performances et le bilan environnemental du GPL pourraient considérablement progresser avec un moteur spécifiquement conçu pour fonctionner avec ce carburant.

Le GPL présente d'autres propriétés appréciables, son utilisation réduit l'usure du moteur, génère moins de bruit et de vibrations et offre une grande souplesse dans la conduite [16].

- **Conclusion**

Le gaz naturel et le GPL sont des sources d'énergie essentielles qui jouent un rôle important dans la transition énergétique vers des solutions plus durables et respectueuses de l'environnement. Leur utilisation permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre, d'améliorer la qualité de l'air et de contribuer à la diversification du mix énergétique. Cependant, il est également crucial de continuer à investir dans les énergies renouvelables et de promouvoir des solutions encore plus propres pour atteindre des objectifs de durabilité à long terme [5].

CHAPITRE II

PRINCIPE DE LA DESHYDRATATION DE GAZ

Introduction

Quelle que soit son origine, le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement. La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. La vapeur d'eau peut provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou se condenser favorisant la corrosion si le gaz contient des composants acides ou entraîner des problèmes d'opérabilité [17].

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur d'eau du gaz au moyen des techniques de traitement approprié.

II.1 Les hydrates

II.1.1 Définition

Les hydrates de gaz appelés clathrates sont composés d'un réseau de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène, et dont les cavités sont occupées par diverses molécules organique. Produisant un solide qui a une apparence semblable à la glace, mais de structure différente de celle-ci [18].

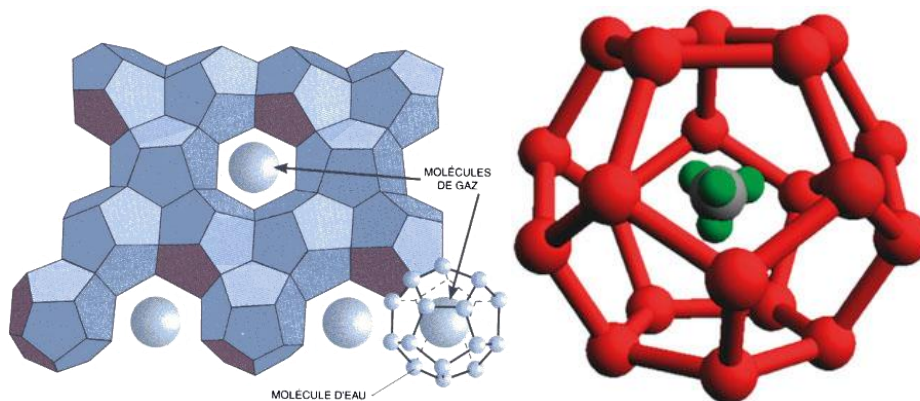


Figure II.1 : La formule des hydrates [19].

II.1.2 Conditions de formation des hydrates

Les paramètres essentiels qui favorisent la formation d'hydrates sont :

- 1) Présence d'eau dans le gaz naturel ;
- 2) Les Basses températures ;
- 3) Les hautes pressions. [9]

II.1.3 La teneur en eau dans le gaz naturel

La teneur en eau dans le gaz naturel dépend de la température et de la pression. Les sels en

solution dans l'eau réduisent sa pression partielle en phase vapeur et la teneur en eau du gaz se trouve donc diminuée. [18]

II.1.4 Mesure de la teneur en eau

La teneur en vapeur d'eau peut être mesurée par trois méthodes par observation du point de rosée, par rétention d'eau sur un adsorbant et par adsorption dans un liquide (Karl-Fisher).

- 1) La méthode du point de rosée consiste à observer au moyen d'un miroir refroidi la température de condensation de l'eau ; le point de rosée « hydrocarbure ».
- 2) La teneur en eau peut mesurée après adsorption sur du perchlorate de magnésium, la quantité d'eau adsorbée étant déterminée par une méthode gravimétrique.
- 3) La méthode de Karl-Fisher, qu'est largement employée, consiste à adsorber l'eau dans une solution et à mesurer la teneur en eau par la quantité de gaz nécessaire pour neutraliser le réactif.

Connaissant l'évolution des conditions de température et de la pression dans une installation, il est possible au moyen de la courbe de rosée eau du gaz naturel, de déterminer la zone de formation d'hydrates. La quantité d'eau déposée peut être ensuite calculée à partir de la différence entre les teneurs en eau dans le gaz à saturation respectivement à l'entrée et à la sortie. [18]

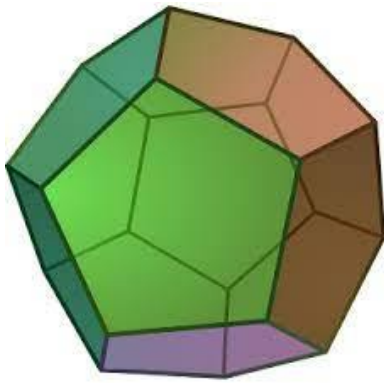
II.1.5 Structures des hydrates

En présence d'un gaz léger, les molécules d'eau peuvent former une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou cages dans les quelles sont piégées les molécules de gaz. En raison de cette structure en cage les hydrocarbures appartiennent à la catégorie des composés d'inclusion appelés cathares. Le réseau cristallin est dû aux liaisons hydrogène entre les molécules d'eau et il est stabilisé par les molécules de gaz qui sont-elles mêmes retenues dans les cages par des forces de Van Der Waals.

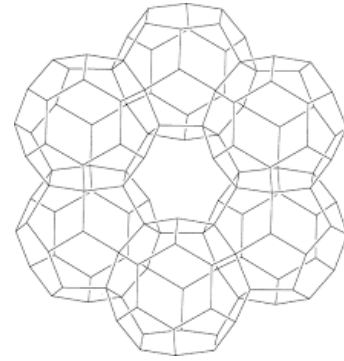
Deux structures différentes du réseau cristallin appelées structure I et structure II ont été mises en évidence par diffraction des rayons X.

- Les petites molécules des gaz (CH_4 , C_2H_6 , et H_2S) froments avec l'eau, un corps centré de structure cubique s'appelle (structure I).
- Les grandes molécules (C_3H_8 et $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$) forment la (structure II) avec 17 molécules d'eau par une molécule du gaz [15].

Dans ces structures, le motif de base est un pentagone formé par les molécules d'eau reliées des liaisons hydrogènes. La face dans sa structure la plus courante (structure II) est formée d'anneaux hexagonaux empilés (structure I). Ces motifs pentagonaux s'assemblent dans l'espace en formant des dodécaèdres à faces pentagonales, (structure II) [18].



**Polyèdre consommant les cavités
des hydrates (structure I)**



Structure de la glace (structure II)

Figure II.2 : Les différentes structures des hydrates [20].

II.1.6 Les risques associés à la formation des hydrates

Si les conditions de pression et de température sont favorables à la formation d'eau liquide, de glace ou d'hydrates dans le gaz naturel, les risques sont les suivants :

- Corrosion des tuyauteries en présence, même réduite, de gaz acides c'est-à-dire d' H_2S ou de CO_2 .
- Formation de glace, du fait de la température extérieure, dans les canalisations non enterrées ou au niveau des postes de détente.
- Accumulation de glace ou d'hydrates (état solide) en certains points du réseau pouvant entraîner l'obturation de tuyauteries, notamment dans les points de détente [18].

II.1.7 Prévention des hydrates

La formation d'hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression donnée, ou en abaissant la pression à une température donnée. Si c'est impossible, il est nécessaire pour éviter la formation des hydrates, soit de réduire la teneur en eau du gaz par une opération de séchage, soit d'utiliser des inhibiteurs [18].

II.1.7.1 Chauffage

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

II.1.7.2 Réduction de pression

L'abaissement de pression effectué à température fixée représente un des moyens pour sortir

de domaine de formation des hydrates. Toute fois une détente de gaz s'accompagne généralement d'une baisse de température qui va à l'encontre de l'effet recherché.

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

II.1.7.2 Utilisation des inhibiteurs

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

- Sels : les plus efficaces comme inhibiteurs correspondant aux cations suivants: Al^{3+} , Mg^{2+} , Ca^{2+} , Na et K^{+} .
- Alcools : Les alcools, notamment les glycols et le méthanol, sont très largement utilisés comme inhibiteurs.
- L'ammoniac : est un inhibiteur très efficace, mais il est corrosif, toxique et forme avec le dioxyde de carbone en présence de l'eau des carbonates qui risquent de constituer un dépôt solide.
- Le MEA (mono-éthanol amine): a été préconisé comme inhibiteur, à une concentration massique donnée.
- De nouveaux types d'additifs qui sont utilisés en faible concentration, évitent la prise en masse des hydrates.

II.2 Méthodes de Déshydratation

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

II.2.1 Séchage par refroidissement ou compression

La teneur en eau saturée du gaz baisse avec la montée de la pression ou la baisse de la température. Les gaz chauds saturés en eau peuvent être facilement séchés refroidissement direct ou par compression suivi d'un refroidissement [16].

II.2.2 Séchage par absorption

Le séchage des gaz est assuré dans ce cas par lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, ce solvant est un glycol. Le gaz déshydraté sort en tête de colonne, le glycol sort en fond, et régénéré par distillation et recyclé [16].

II.2.2.1 Critères de choix d'un solvant pour la déshydratation

- Forte affinité pour l'eau.
- Non corrosif pour les équipements et les conduites.

- Faible affinité pour les hydrocarbures et les gaz acides.
- Stabilité thermique.
- Facilement régénérable par le chauffage.
- Faible viscosité et faible pression de vapeur.
- Faible tendance au moussage et chimiquement neutre [16].

II.2.2.2 Description de procédé de déshydratation par glycol

Un gaz naturel est mis en contact avec une solution de glycol afin d'éliminer, au maximum, la quantité d'eau présente dans le gaz.

La solution du glycol sortant de l'absorbeur est riche en eau, elle passe à travers un échangeur de chaleur pour augmenter sa température avant qu'elle soit introduite dans le régénérateur. La colonne de régénération est une colonne de distillation qui permet l'élimination de l'eau absorbée en tête et la récupération de la solution fraîche du glycol au fond de la colonne. La solution régénérée est refroidie avant d'être recyclée vers l'absorbeur.

Une quantité de glycol est rajoutée à la solution régénérée pour compenser les pertes échappées en tête de colonne [16].

II.2.3 Déshydratation par membrane

Il n'existe pas à l'heure actuelle de procédé industriel de déshydratation par membrane.

La déshydratation par membrane permet de séparer des mélanges gazeux par transfert sélectif, sous l'effet de différences de pression, à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif. Le perméateur est donc alimenté par le mélange gazeux à séparer sous haute pression (plusieurs dizaines de bars). Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge près) à celle de l'alimentation, le perméat est lui récupéré à une pression très inférieure à celle de l'alimentation, ce Transfert basé sur la théorie de la diffusion.

II.2.4 Déshydratation par adsorption (cas de GTL)

L'adsorption est un phénomène de surface qui correspond à la fixation des molécules d'un fluide à la surface d'un solide. Lorsque les molécules gazeuses sont en contact avec une surface solide, la vapeur d'eau dissoute dans le gaz est d'abord condensée dans les pores puis maintenue à la surface des pores par des forces qui dépendent des réactions ou des interactions physiques [16].

II.2.4.1 Caractéristiques d'adsorption

- La concentration en H₂O doit être faible.
- Il est peu recommandé pour les grands débits de charge.
- Le pourcentage résiduel d'eau est très faible.
- Il nécessite un fonctionnement discontinu.

- La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée.
- La présence de COS et H₂S est nuisible.
- L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les 3 ans [16].

II.2.4.2 Types d'adsorption

On distingue deux types :

1. L'adsorption physique (pour le traitement de gaz) caractériser par :
 - Mise en jeux des forces résiduelles de Van Der Waals.
 - Elle est exothermique (dégagement de chaleur).
2. L'adsorption chimique (dans le domaine catalytique) caractériser par :
 - Mise en jeux des forces d'attraction dues aux liaisons chimiques ioniques.
 - Elle est sélective mais la désorption nécessite une température élevée [16].

II.2.4.3 Caractéristiques des adsorbants

- Capacité importante d'adsorption.
- Adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant.
- Bonnes propriétés mécaniques (résistance à l'écrasement).
- Une inertie chimique.
- Densité élevée (occupe un volume faible dans la colonne).
- Il n'a pas d'effet de dilatation de volume avec la température.
- Faible dégradation des performances en fonction de la durée de service [16].

II.2.4.4 Types d'adsorbant

La majorité d'adsorbants industriels sont capables d'adsorber les gaz ou les fluides organiques ou inorganiques mais leurs caractéristiques d'adsorption rendent chacune plus ou moins spécifique à une application particulière. Dans l'industrie de traitement de gaz, il existe différent types d'adsorbants à savoir :

- Les slice gel (SiO₂NH₂) : C'est un produit dur, granulaire, très poreuses et disponible sous forme de poudre ou des grains, utilisé généralement pour la déshydratation de l'air.
- Les charbons actifs : Ils sont préparés à partir des matières organiques. Sont caractérisé par une porosité importante pour adsorber les hydrocarbures paraffinés et les produits organiques. Utilisé généralement pour l'adsorption des matières organiques contenues dans les eaux usées.
- Les alumines actives (Al₂O₃) : Commercialisées sous forme de poudre granulée. Utilisé comme déshydratants pour les gaz et les liquides. Capacité d'adsorption est pratiquement faible.

- Les tamis moléculaires : Ce sont des cristaux de zéolithe synthétique de métal aluminosilicate et leur régénération exige une température très élevée. Une large utilisation dans le domaine de déshydratation du gaz naturel [16].

II.3 Adsorption sur les tamis moléculaires (cas de GTL)

II.3.1 Description sur les tamis moléculaires

Les tamis moléculaires 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.

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.

Les tamis moléculaires sont des zéolites cristallines ayant une formule chimique de base : $M_{2/n}.O.AL_2O_3.xSiO_2.yH_2O$ Plusieurs espèces de zéolites sont connues, qui diffèrent dans leurs compositions chimiques, leur structure cristalline et leurs propriétés d'adsorption.

Type 4A°: $Na_{12}((AlO_2)_{12}(SiO_2)_{12})27H_2O$

Type 13X: $Na_{86}((AlO_2)_{86}(SiO_2)_{106})276H_2O$

Dans les deux cas l'ion de sodium peut être échangé afin de former d'autres produits utilisables [21].

Tableau II-1 : Les caractéristiques de base des tamis moléculaires [13].

Type de base	Diamètre minimale des pores (Å)	Forme commune	Capacité d'adsorption H ₂ O, % masse	Molécules adsorbées	Application
3A	3	Poudre	23	Molécule avec un diamètre effectif < 3 Å, y compris H ₂ O et NH ₃ .	• Séchage de gaz craqué (séchage d'oléfines). • Séchage de liquide organique polaire tel que le méthanol.
		1/16" granulé	20		
		1/8" granulé	20		
		8 x12 granulé	20		
		4 x 8 granulé	20		

4A	4	Poudre	28.5	Molécules avec un diamètre effectif < 4 Å°, y compris Ethanol, H ₂ S, C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ et C ₃ H ₆ .	• Séchage de l'hydrogène • Séchage de gaz d'hydrocraquage • Séchage d'air à basse pression • Séchage de gaz naturel • Elimination de H₂S, CO₂ • Séchage des liquides organiques
		1/16 " granulé	22		
		1/8 " granulé	22		
		8 x 12 granulé	22		
		4 x 8 granulé	22		
		14 x 30 Mesh	22		
5A	5	Poudre	28	Molécule avec un diamètre effectif < 5 Å°, y compris n-C ₄ H ₉ OH De C ₃ H ₈ à C ₂₂ H ₄₆	• Séparation des n-paraffines, des iso paraffines et les hydrocarbures cycliques
		1/16in granulé	21.5		
		1/8in granulé	21.5		
10X	8	Poudre	36	Molécule avec un diamètre effectif < 8 Å°, y compris les iso paraffines et les oléfines	• Séparation des hydrocarbures aromatiques
		1/16in granulé	28		
		1/8in granulé	28		
13X	10	Poudre	36	Molécule avec un diamètre effectif < 10 Å°	Séchage et purification de l'air (élimination de H ₂ O et CO ₂)
		1/16in granulé	28.5		
		1/8in granulé	28.5		
		8 x 12 granulé	28.5		
		4 x 8 granulé	28.5		

Les zéolithes sont fabriquées par cristallisation hydro thermique entre 20°C et 175°C, à partir de gel d'aluminosilicates fraîchement préparés. Les cristaux, généralement de 1 à 5 micromètres sont lavés puis agglomérés et en forme avec un liant minérale (argile) et enfin calcinés. Le produit final se présente sous forme de billes ou d'extrudés [21].

II.3.2 Les avantages des tamis moléculaires

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

La Par ailleurs, les tamis moléculaires présentent les avantages de pouvoir être régénéré et réutilisé d'où leur utilisation dans les installations fonctionnant en continue [21].

II.3.3 Influence de quelques paramètres sur l'adsorption

Les performances d'une unité d'adsorption sont influencées par un certain nombre de facteurs. Certains de ces facteurs dépendent du système dans lequel évolue l'adsorbat, d'autres sont fonction de l'adsorbant lui-même. Cependant, ils exercent tout sans exception, une influence sur le phénomène de transfert de masse [21].

II.3.3.1 Zone de transfert de masse « ZMT »

A l'intérieur de la colonne d'adsorption contenant du tamis moléculaire, le transfert de matière pouvant être adsorbée du fluide porteur au lit de tamis moléculaire, s'effectue au sein d'une

Zone appelée : zone de transfert de masse.

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

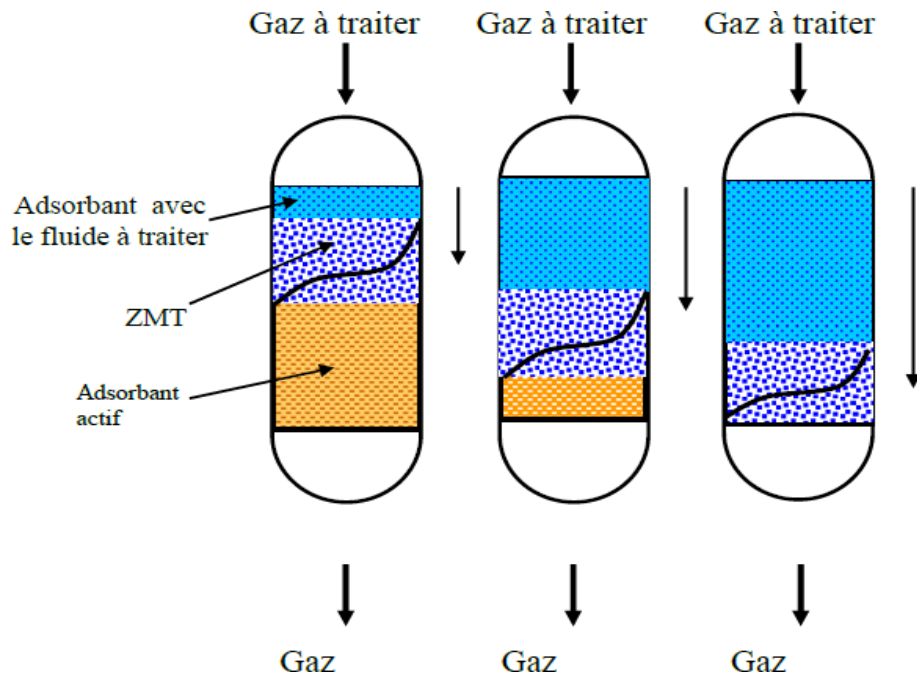


Figure II.3 : Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps [22].

- La zone de transfert de masse est influencée par :
 - La vitesse superficielle du fluide à traiter.
 - La concentration de l'adsorbat dans la charge.
 - Pureté attendue de la charge (présence de molécules concurrentes).
- **Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption**

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

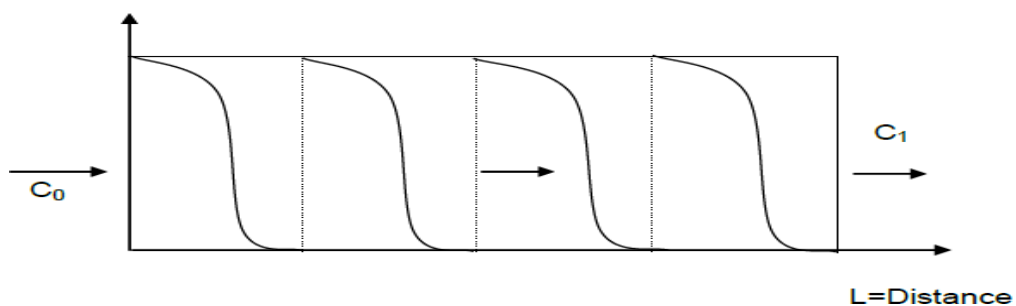


Figure II.4 : Evolution de la concentration de l'adsorbat au cours de l'adsorption [21].

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

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

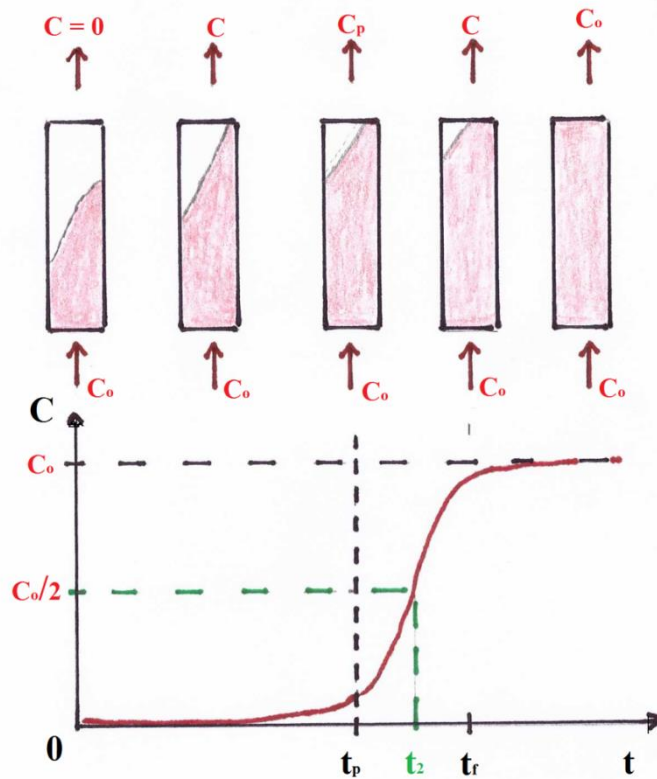


Figure II.5 : Courbe de perçage [21].

II.3.3.2 Température

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

II.3.3.3 Pression

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

II.3.3.4 Concentration

La capacité d'adsorption des tamis moléculaires augmente si la concentration du produit à

adsorber croit.

Le plus grand avantage des tamis moléculaires réside dans l'obtention de capacités d'adsorption élevées pour de faible concentration du produit à adsorber.

II.3.3.5 Phase

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

II.3.3.6 Vitesse de passage

La possibilité de compenser une vitesse de transfert de masse faible par un temps de contact prolongé est applicable dans certaines limites.

Une vitesse de passage trop faible pourrait soulever des problèmes de distribution. En phase gazeuse, les vitesses superficielles les plus favorables varient entre 5 et 15 mètres par minute.

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

II.3.3.7 Impuretés

Dans certaines applications, il arrive que des impuretés, présentes dans le fluide à traiter ou dans le gaz de régénération, s'accumulent dans les pores des tamis moléculaires et par conséquent, diminution de la capacité d'adsorption.

II.3.4 Régénération des tamis moléculaire

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

Il existe dans le domaine de traitement du gaz quatre (04) méthodes de régénération à savoir : [16]

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

II.3.4.1 Régénération par chauffage (Thermal Swing) Cas de GTL

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

Généralement ce type de régénération est composé de trois phases :

- 1) Phase de chauffage.
- 2) Phase de refroidissement.
- 3) Phase de stand-by.

Généralement le cycle de régénération est lent peut prendre plusieurs heures, exemple cas de GTL le cycle de régénération est de 12 heures.

Tableau II-2 : cycle d'adsorption et de régénération (GTL) [13].

	0 à 12 heures	12 à 24 heures	24 à 36 heures
Sécheur n°1	En service	En service	En régénération
Sécheur n°2	En service	En régénération	En service
Sécheur n°3	En régénération	En service	En service

II.3.4.2 Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)

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

II.3.4.3 Régénération par entraînement

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

II.3.4.3 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 [21].

- **Conclusion**

Une déshydratation adéquate du gaz est essentielle pour garantir la qualité et la performance du gaz naturel dans diverses applications. La compréhension des principes de déshydratation du gaz et l'application de techniques appropriées sont indispensables pour assurer un approvisionnement fiable et sûr en gaz naturel tout en préservant l'intégrité des infrastructures gazières et en minimisant les impacts environnementaux.

CHAPITRE III

ZONE DE TRAITEMENT DE GAZ BRUT

G11

III.1 Gisement de Gassi Touil

Le site de projet se trouve sur le champ de Gassi Touil à 150 km au sud de Hassi Messaoud. L'altitude moyenne est 200 m environ. Il s'étend sur une superficie d'environ 170 km de long sur 105 km de large, dans une région à caractère désertique sujette aux tempêtes de sable et aux éclairs. Les effets de neige et de séisme ne sont pas à envisager.

Les conditions climatiques les plus importantes se présentent comme suit :

Température de l'air : -5 °C min. (sous abri en hiver) et +55 °C max. (sous abri en été) ;

Humidité relative : 10% min. et 75% max ;

Pluviométrie/gelée : 20 mm en 24 heures avec possibilité d'orages violents, fréquentes et gelées en hiver.

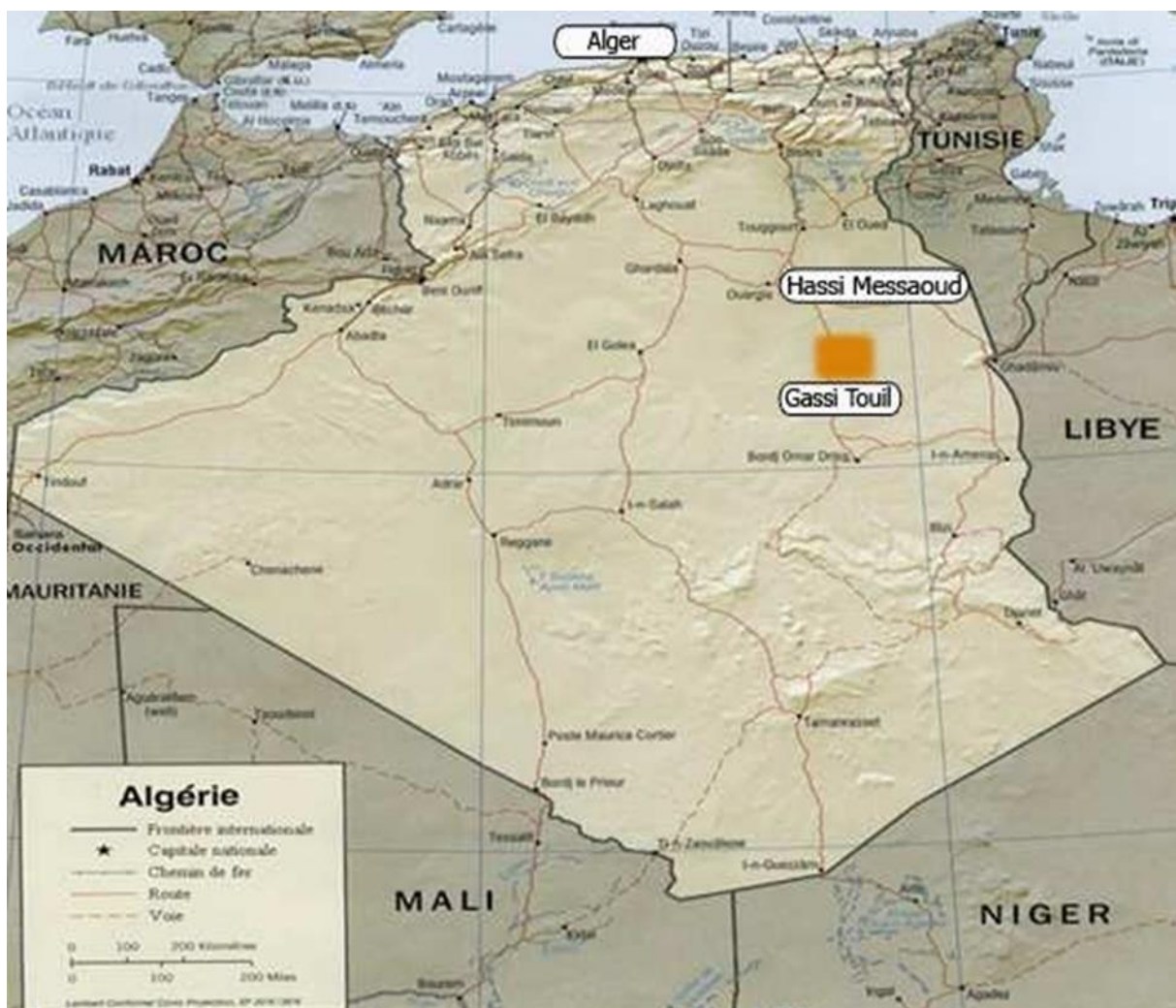


Figure III.1 : Situation géographique de Gassi Touil [23].

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 III.1

Tableau III-1 : Les champs en exploitation [23].

Champs	Date de découverte	Puits forés	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)
TOTAL		146	

III.1.1 Description de la région GTL

Dans la région de GASSI TOUIL on a deux stations de traitement du gaz. L'ancienne station est composée de deux unités, dont l'une la plus ancienne est abandonnée. L'autre ayant pour rôle la collecte de 4.9 MMS/J de gaz, et de comprimer à une pression de 152 bars environ. Le gaz à traiter, provenant des gisements de Hassi Touareg et Gassi Touil.

L'autre station de construction récente (mise en fonction en février 2014) traite une quantité de 20 MMS/J de gaz sec envoyés vers les stations de récompression de Hassi Messaoud.

III.1.2 Le CPF : La nouvelle unité de traitement de gaz [23]

La nouvelle unité de traitement de gaz (CPF) est conçue pour traiter le gaz provenant des gisements de Hassi Touareg, Gassi Touil, Roud El khalef, Nezla, et Toual, et alimenter les stations de recompressions.

Le CPF de capacité de 12 millions mètre cube par jour, selon le design, produit du GPL, du condensat et du gaz sec selon les quantités représentées dans le tableau suivant :

Tableau III-2 : Production design de « CPF » [23].

Gaz Sec	11 millions m ³ /jour
GPL	1047.144 tonne/jour
Condensat	1644.89 tonne/jour

La capacité de fonctionnement de l'usine CPF est comprise entre 30% et 110% de sa capacité de base.

Elle est composée des zones suivantes :

- La zone d'admission (G01)
- La zone boosting (compresseur booster) (G05)
- La zone de récupération de GPL (G11)
- La zone de compression de gaz résiduel (G50)
- La zone de stabilisation de condensat / débutanisation (P10)
- La zone de stockage GPL et de condensat
- La zone de comptage de gaz et canalisation d'expédition (16V et 36V)

III.2 Développement futur [23]

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

- (1) Usine AGRU (unité d'élimination de CO₂)
- (2) Unité de déshydratation
- (3) Compression de CO₂, déshydratation et comptage
- (4) Unité d'échangeur d'ions
- (5) Stockage d'eau déminéralisée

III.3 Zone de traitement de gaz brut (récupération de GPL) appelée G11 [23]

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. Un échangeur de chaleur gaz humide/gaz résiduel est également prévu en parallèle avec le rebouilleur latéral du dééthaniseur pour réduire la température à l'entrée du déshydrateur à 42°C lorsqu'on se situe en dehors des conditions nominales. Cet échangeur de chaleur sera mis en ligne et utilisé pour réduire la température à l'entrée du déshydrateur. Le gaz entre ensuite dans le séparateur de gaz d'alimentation de déshydrateur.

Le condensat collecté dans le séparateur de gaz d'alimentation de déshydrateur est envoyé

vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP.

Le gaz provenant du séparateur de gaz d'alimentation est envoyé vers l'adsorbeur de mercure. Le but de cet adsorbeur de mercure est de réduire la concentration d'Hg dans le gaz de procédé de 10.000 ng/Nm^3 dans la charge à une valeur inférieure à 10 ng/Nm^3 dans le gaz de sortie allant vers le système en aval. L'élimination de mercure sert à protéger les roues de l'expander et du compresseur-expander (qui sont en aluminium) contre la corrosion.

L'adsorbant de mercure ne sera pas régénéré sur le site.

Le gaz provenant de l'adsorbeur de mercure entre dans le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur. Le liquide collecté dans le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur est envoyé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP.

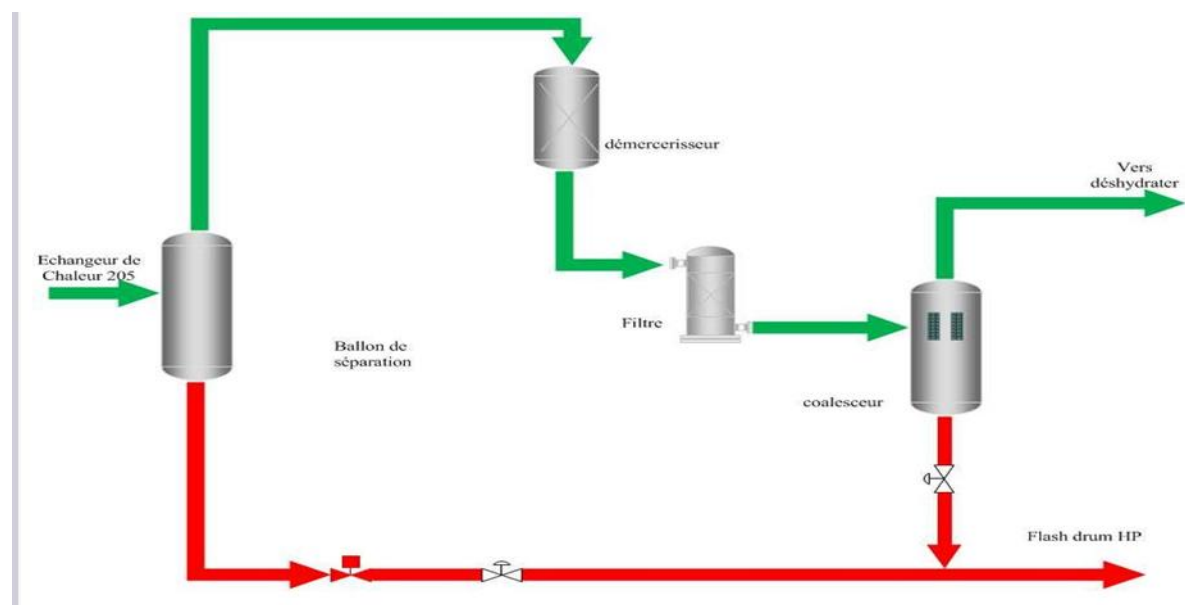


Figure III.2 : Schéma simplifié du démercuriseur [23].

Le gaz, après être passé par 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 pour la réduire à une valeur inférieure à $0,1 \text{ ppm}$ au moyen de déshydrateur à lit de tamis moléculaire, évitant ainsi la formation d'hydrates dans la section froide du procédé.

La logique de commande pour ce procédé 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 par le filtre à poussière de gaz déshydraté qui collecte toutes les fines

particules qui peuvent provenir des déshydrateurs. Si cette poussière n'est pas filtrée, elle pourrait provoquer des colmatages dans les équipements en aval.

Les cycles d'adsorption et de régénération seront réglés en séquence temporisée. Dans les conditions normales, le temps d'adsorption est de 12 heures.

Le cycle de régénération comprend 3,7 heures de chauffage, 1,8 heure de refroidissement et 0,5 heure d'attente (6 heures au total).

La séquence suivante s'applique pendant le fonctionnement normal.

Tableau III.3 : Fonctionnement des sécheurs [23].

Horaire (heures)	Sécheur en adsorption	Sécheur en régénération	Sécheur en Refroidissement	Sécheur en Attente
0 → 3,7	A; B	C	-	-
3,7 → 5,5	A; B	-	C	-
5,5 → 6	A; B	-	-	C
6 → 9,7	C; A	B	-	-
9,7 → 11,5	C; A	-	B	-
11,5 → 12	C; A	-	-	B
12 → 15,7	B; C	A	-	-
15,7 → 17,5	B; C	-	A	-
17,5 → 18	B; C	-	-	A

Chaque sécheur devra être mis hors ligne et être régénéré si la teneur en humidité à la sortie du procédé atteint 5 ppm ou plus.

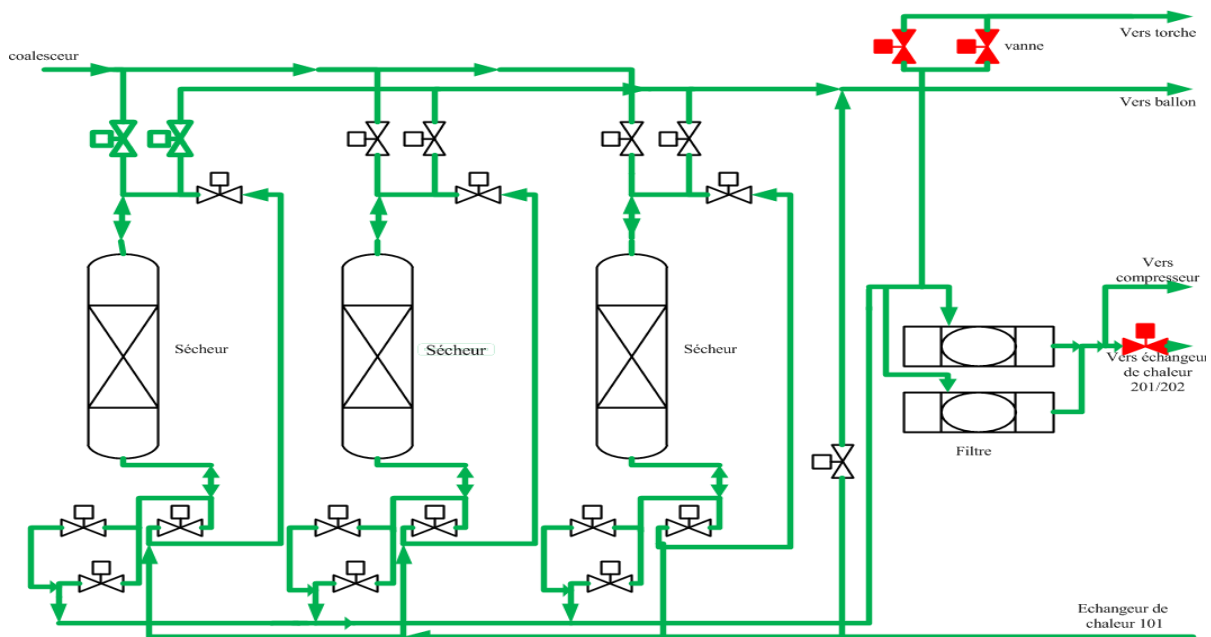


Figure III.3 : Schéma simplifié du déshydrateur [23].

Les installations de régénération permettent d'éliminer l'eau contenue dans les lits de tamis moléculaire après leur cycle d'adsorption.

Pendant le fonctionnement normal, le gaz sec de régénération est collecté à la sortie des filtres à poussière de déshydratation. Le débit du gaz de régénération, à travers le circuit de régénération, est obtenu à l'aide du compresseur de gaz de régénération.

Après la compression du gaz, ce dernier est réchauffé (l'huile chaude est utilisée 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.

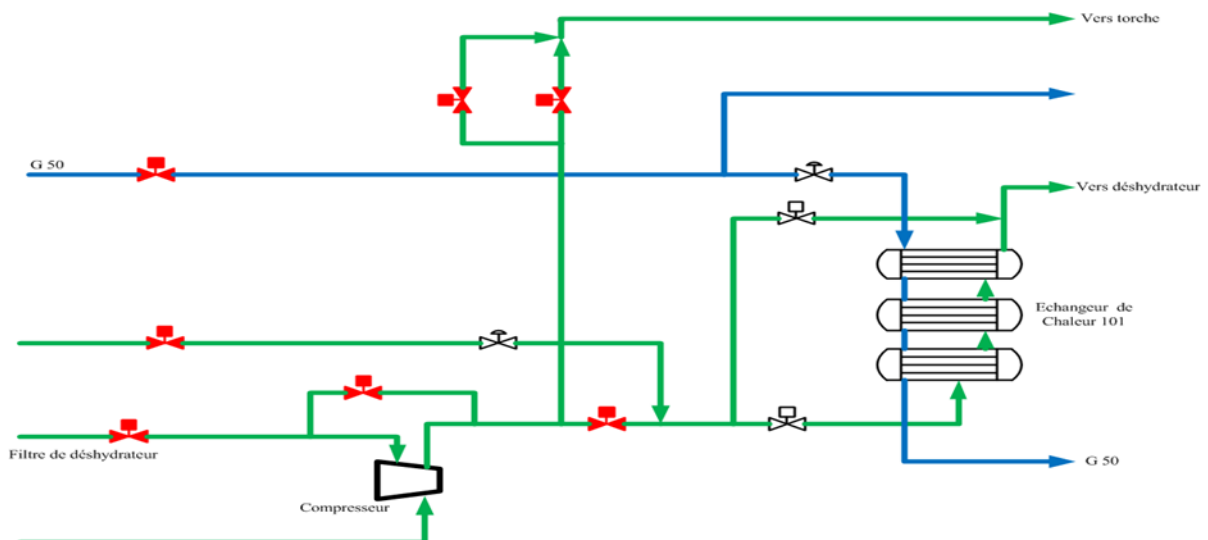


Figure III.4 : Schéma simplifié du gaz de régénération [23].

Le gaz de régénération chaud s'écoule vers l'amont à travers les sécheurs désorbant l'eau.

Le gaz de régénération est refroidi dans le refroidisseur de gaz de régénération du type aéroréfrigérant à ailettes, où l'eau est condensée et séparée dans le séparateur d'eau de gaz de régénération.

Le gaz, provenant du séparateur d'eau de gaz de régénération, entre dans le côté tubes du rebouilleur latéral du dééthaniseur 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 envoyé 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 l'attente de 0,5 heure, le gaz continue à s'écouler à travers le déshydrateur. Ce temps d'attente permet de corriger tout défaut de fonctionnement qui peut se produire 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/gaz où il est refroidi par l'échange thermique avec le gaz résiduel froid provenant du côté tubes du condenseur de tête du dééthaniseur, alors que la partie restante est refroidie dans le côté tubes de l'échangeur de chaleur gaz/liquide.

Le gaz entre ensuite dans le séparateur de charge de l'expander qui sépare le liquide condensé du gaz d'alimentation pendant le refroidissement.

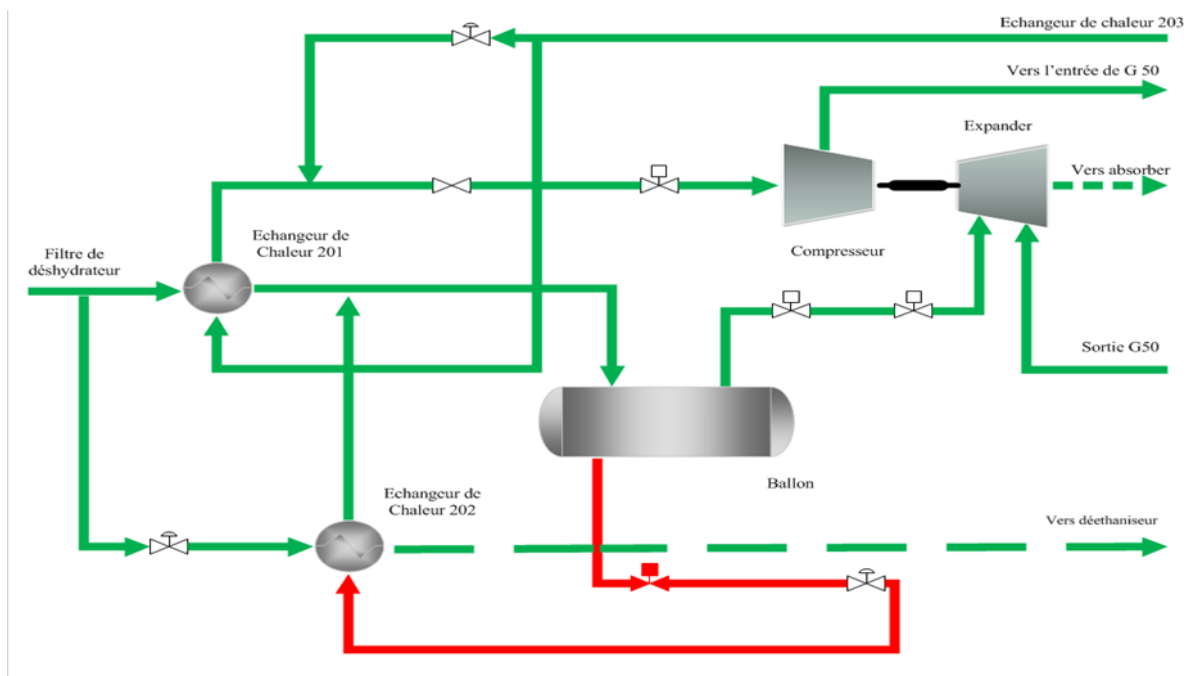


Figure III.5 : Schéma simplifié de l'expander [23].

Le liquide éliminé dans le séparateur de charge de l'expander est envoyé avec régulation du niveau vers le côté calandre de l'échangeur de chaleur gaz/liquide de séparateur de charge où la partie restante du flux de gaz d'entrée est refroidie avant d'alimenter le dééthaniseur sur la position d'alimentation la plus basse de milieu de 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 de gaz provoque le refroidissement du flux et le produit extrait est utilisé également pour le fonctionnement du 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 envoyé vers la tête du dééthaniseur comme reflux ; ce liquide de reflux condense le propane et les hydrocarbures plus lourds qui 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 thermique avec le gaz froid de tête de l'absorbeur qui est considéré comme reflux (l'absorbeur).

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 C_2/C_3 .

Le flux de fond riche en GPL est envoyé avec la 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 /gaz froid où il est réchauffé par l'échange croisé avec le gaz d'entrée comme mentionné plus haut. Le gaz s'écoule ensuite vers le côté compresseur du compresseur-expander. 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).

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements.

Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Actuellement, le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan environnemental favorisent son utilisation dans plusieurs secteurs, notamment dans la génération d'électricité.

Le gaz naturel est un mélange souvent très riche en méthane et qui contient généralement en proportions décroissantes tous les hydrocarbures saturés jusqu'à des points d'ébullition supérieurs à 200°C. En outre il renferme en proportions variables de l'Azote, du mercure, du gaz carbonique, des composés sulfurés ainsi que de l'eau provenant de la couche productrice. Il se trouve sous pression dans les roches poreuses du sous-sol, souvent en solution avec du pétrole brut ou du condensât.

Cette teneur en eau peut être à l'origine de nombreux problèmes qui influent directement sur les équipements en aval de la section de déshydratation, engendrant rapidement un fonctionnement anormal et une perturbation des installations de l'unité.

Le gaz naturel en sortie des puits de production subit un traitement qui consiste à retirer spécifiquement certains constituants présents tel que l'eau pour éviter la formation des hydrates qui cause le phénomène de givrage (bouchage) des équipements et le rendre compatible avec les spécifications requises concernant son transport et/ou les spécifications de qualité commerciales et réglementaires.

L'objectif principal de cette étude consiste au calcul de vérification et optimisation des déshydrateurs de gaz de l'unité de traitement de gaz CPF de Gassi Touil.

CHAPITRE IV

***CALCUL DE VERIFICATION ET
OPTIMISATION DES RESULTATS
OBTENUS***

IV. Partie calcul

IV.1 Disposition des composants du lit

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 1/2" et 75 mm de céramique 1/4". Une grille de séparation sépare la céramique du lit de tamis moléculaires, ce lit est composé de deux couches déferentes de tamis : une couche inférieure de 900 mm (1/8") et l'autre supérieure de 5500 mm (1/16"). Une seconde grille sépare le lit de tamis de la couche supérieure de céramique 1/2" d'une hauteur de 150mm. La couche supérieure de céramique assure une bonne distribution du gaz à travers les déshydrateurs tandis que la couche inférieure est conçue pour absorber les chocs thermiques lors des passages de la phase d'adsorption à la phase de régénération (changement brusque de température), Une couche d'alumine activée d'une hauteur de 450 mm se trouve au-dessus du lit de tamis moléculaire et qui a pour but d'adsorber le maximum d'eau contenue dans le gaz [24].

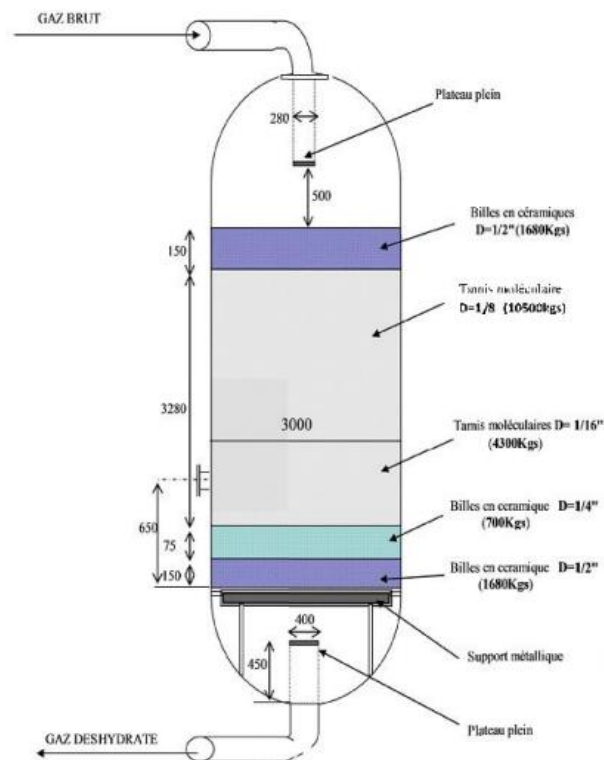


Figure IV.1 : Schéma d'un déshydrateur de gaz [24].

IV.2 Vérification des paramètres du cas design [26, 27, 28]

La vérification du design consiste à déterminer :

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

La méthode de calcul basée sur l'équation D'Ergum repose sur les données suivantes : [25]

- 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) [25]

a) Fiche technique

- Nombre de sécheurs : 3 identiques (2 en service et 1 en régénération)
- Diamètre intérieur de la colonne : 4500 mm
- La hauteur totale du lit : 6400 mm
- Temps de cycle : 36 heures (cas hiver)
- Temps d'Adsorption : 24 heures
- Temps de régénération : 12 heures

b) Conditions opératoires cas design hiver

- La pression : 68.6 Bar
- La température : 37.7 °C
- Débit gaz : 479431 kg/h
- Teneur en eau : 3320 ppmv (entrée sécheur)

c) Données sur l'adsorbant

- Tamis moléculaire : type (JFO-8042 (UI-94) (1400 kg/m^3)
- Masse volumique du tamis : 655 kg/m^3
- Diamètre moyen des particules : (3.17 mm ; 1.58 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 sorti du déshydrateur).

Température de régénération : 275°C

Débit gaz de régénération : 74682 kg/h

IV.2.1 Calcul du facteur de compressibilité Z

Tableau IV-1 : La composition de charge (gaz alimentation sécheurs) et les propriétés critique du mélange [Annexe 4].

COMPOSITION	$Y_i\%$ (mol)	Y_i (mol)	T_{ci} (°K)	P_{ci} (Psia)	$Y_i * T_{ci}$	$Y_i * P_{ci}$
N ₂	2.14	0.0214	126.2	450	2.70068	9.63
CO ₂	0.91	0.0091	304.2	1055.68	2.76822	9.606688
CH ₄	83.75	0.83.75	191.2	652.47	160.13	546.443625
C ₂ H ₆	7.9	0.079	305.2	693.8	24.1108	54.75332
C ₃ H ₈	2.88	0.0288	370	603.16	10.656	17.371008
i-C ₄ H ₁₀	0.58	0.0058	408.1	513.24	2.36698	2.976792
n-C ₄ H ₁₀	0.79	0.0079	425.2	536.44	3.35908	4.237876
i-C ₅ H ₁₂	0.32	0.0032	461	468.27	1.4752	1.498464
n-C ₅ H ₁₂	0.22	0.0022	469.8	475.33	1.03356	1.046166
n-C ₆ H ₁₄	0.23	0.0023	507.9	424.76	1.16817	0.976948
n-C ₇ H ₁₆	0.11	0.0011	540.2	387.05	0.59422	0.425755
n-C ₈ H ₁₂	0.05	0.0005	569.4	346.44	0.2847	0.17322
H ₂ O	0.12	0.0012	647.4	3193.53	0.77688	3.832236
Totale	100	1			211.42	652.97

T_{ci} : Température critique du constituant i

P_{ci} : Pression critique du constituant i

Y_i : Fraction molaire du constituant i

IV.2.1.1 Détermination de la pression et de la température réduites

T_{rm} : Température réduite de mélange, donnée par :

$$T_{rm} = \frac{T}{T_{cm}} \quad [\text{Eq IV.1}]$$

Où :

T_{cm} : Température critique du mélange [211.42 °K]

T : Température de service [310.8 °K]

$$T_{rm} = 1.47$$

P_{rm} : Pression réduite du mélange, donnée par :

$$P_{rm} = \frac{P}{P_{cm}} \quad [\text{Eq IV.2}]$$

Où :

P_{cm} : Pression critique du mélange [652,97 Psia]

P : Pression de service [995.386 Psia]

$$P_{rm} = 1.52$$

D'après l'abaque universel (Annexe 1) :

A ($T_{rm} = 1,47$ et $P_{rm} = 1,52$) nous trouvons :

$$Z = 0.84$$

IV.2.2 Calcul de la densité relative du gaz

$$d_g = \frac{M_g}{29} \quad [\text{Eq IV.3}]$$

M_g : masse moléculaire du gaz, $M_g = 19.61 \text{ g/mol}$

$$d_g = 0.67$$

IV.2.3 Calcul de la masse volumique du gaz

$$\rho_g = \frac{P \cdot M_g}{ZRT} \quad [\text{Eq IV.4}]$$

$$\rho_g = \frac{68.6 \times 19.61 \times 10^3}{0.84 \times 8.31 \times 310.8 \times 10^{-5}} = 62.01 \text{ kg/m}^3 = 3.87 \text{ lb/ft}^3$$

Avec : $R = 8.31 \text{ J/mol. } ^\circ\text{K}$

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

$$G = (C \cdot \rho_g \cdot d_p \cdot g)^{1/2} \quad [\text{Eq IV.5}]$$

Où :

C : Constant [0.033]

Pt : Masse volumique du tamis.

d_p : Diamètre des particules [3.17mm et 1.58mm]

g : Accélération de la pesanteur [$9.81\text{m/s}^2 = 32,2 \text{ ft/s}^2$]

ρ_g : Masse volumique du gaz.

- Pour le tamis 1/8" :

$$G = (0.033 \times 3.87 \times 40.89 \times 0.0104 \times 32.2)^{1/2} = 1.32 \text{ lb/ft}^2\text{s}$$

- Pour le tamis 1/16" :

$$G = (0.033 \times 3.87 \times 40.89 \times 0.0052 \times 32.2)^{1/2} = 0.94 \text{ lb/ft}^2\text{s}$$

Afin d'éviter tous les phénomènes d'écrasement et de cassure des particules du tamis, il est nécessaire que la vitesse de l'écoulement ne dépasse pas la valeur limite de vitesse calculée.

Donc on prend la vitesse d'écoulement : **$G = 0.94 \text{ lb/ft}^2\text{s} = 3384 \text{ lb/ft}^2\text{.h}$**

IV.2.5 Calcul de la vitesse superficielle du gaz au travers du déshydrateur

L'équation d'Ergun relie la perte de charge par unité de longueur à la vitesse superficielle :

$$\Delta P/L = B\mu V + C \rho V^2 \quad [\text{Eq IV.6}]$$

$$V = \{-B\mu + [(B\mu)^2 + 4C\rho (\Delta P/L)]^{0.5}\} / 2C\rho \quad [\text{Eq IV.7}]$$

Où :

$\Delta P/L$ = perte de charge linéaire (psi/ft)

μ = viscosité du gaz (cp) = 0.014

ρ = masse volumique du gaz (lb/ft³)

B et C = constantes

$\Delta P / L = 0.35 \text{ psi/ft}$

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

Tableau IV-2 : Valeurs des constants B et C pour les tamis moléculaires.

Type de la particule	B	C
1/8" extrudé	0.0722	0.000124
1/16" extrudé	0.238	0.000210

Donc le calcul fait :

- Tamis 1/8" :

$$V_g = 25.97 \text{ ft/min} = 7.92 \text{ m/min}$$

- Tamis 1/16" :

$$V_g = 18.80 \text{ ft/min} = 5.73 \text{ m/min}$$

En prend la vitesse max (plus favorable).

$$V_g = 25.97 \text{ ft/min} = 7.92 \text{ m/min}$$

Remarque : il est possible de calculer la vitesse superficielle du gaz on appliquant la relation suivante :

$$V_g = \frac{G.T.Z}{162.dg.P} \quad [\text{Eq IV.8}]$$

Où :

G : la vitesse d'écoulement du gaz (lb/ft².h)

T : Température de service (°R)

P : Pression de service (psia)

IV.2.5.1 Débit volumique de gaz à la condition opératoire

$$Q_a = Q_s(P_s/P_a)(T_a/T_s)Z_a \quad [\text{Eq IV.9}]$$

Avec :

Q : Débit de gaz

Q_a : Débit volumique de gaz dans les conditions opératoires

P_s : Pression à la condition standard

P : Pression de service

T_s : Température à la condition standard

T : Température de service

$$\text{Donc : } Q_a = 125,84 \text{ m}^3/\text{min}$$

IV.2.6 Calcul du diamètre minimum du déshydrateur :

$$D_{\min} = \sqrt{\frac{4.Q}{\pi.V}} \quad [\text{Eq IV.10}]$$

Avec :

V: vitesse superficielle du gaz.

Q : Débit volumique de gaz à la condition opératoire.

$$\text{Donc : } D_{\min} = \sqrt{\frac{4 \times 125.84}{3.14 \times 7.92}}$$

$$\text{On aura : } D_{\min} = 4.49 \text{ m} = 14.73 \text{ ft}$$

Remarque : il est possible de calculer le diamètre en appliquant les relations suivantes :

$$D_{\min} = \sqrt{\frac{4.S}{\pi}} \quad [\text{Eq IV.11}] ; \text{ dont } S = \frac{qg}{G} \quad [\text{Eq IV.12}]$$

Où :

S : Surface d'écoulement en (ft²)

Q : Débit massique du gaz en (lb/h)

G : Vitesse de masse d'écoulement du gaz en (lb/ft².h)

IV.2.7 Calcul de la quantité de tamis moléculaire pour adsorption

$$M_T = \frac{M_{eau}}{M_{util}} \quad [\text{Eq IV.13}]$$

Où :

M_{eau} : La quantité d'eau à adsorber pendant un cycle de 24h

M_{util} : Capacité d'adsorption utile

Capacité d'adsorption théorique du tamis moléculaire type 4A° est : 22kg d'eau / 100 kg tamis.

Selon le design la capacité pratique d'adsorption est 100%.

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

Teneur résiduelle est de 20%

- **Capacité d'adsorption utile**

$$M_{util} = \text{Adsorption pratique} - \text{Teneur résiduelle} \quad [\text{Eq IV.14}]$$

$$M_{util} = 22 - 0,2 = 21,8 \text{ Kg d'H}_2\text{O/100 kg de tamis}$$

- **Quantité d'eau adsorbée pendant un cycle**

$$M_{eau} = Q_{eau} \cdot t \quad [\text{Eq IV.15}]$$

Dont :

$$Q_{eau} = Q \cdot Y_w \quad [\text{Eq IV.16}]$$

Avec :

Y_w : Teneur en eau du gaz à l'entrée.

Q : Débit massique du gaz.

t : le temps de cycle.

Q_{eau} : Quantité d'eau à adsorbée.

$$Q = 13.84 \text{ MMSCM/ Day} = 0.58 \text{ MMSCM/h}$$

$$Y_w : \text{Teneur en eau du gaz à l'entrée} = 59 \text{ lb/MMSCF} = 885 \text{ kg H}_2\text{O/MMSCM'}$$

$$Y_w = 1950.98 \text{ lb H}_2\text{O/MMSCM'}$$

$$M_{eau} (\text{Lb H}_2\text{O/cycle}) = 1950.98 (\text{lb H}_2\text{O/MMSCM}) \times (13.84 (\text{MMSCM/d})) \times (1/24) (\text{d/hr}) \times 24 \text{hr/cycle} = 27001.56 \text{ Lb H}_2\text{O/cycle} = 12247,44 \text{ kg H}_2\text{O/cycle}$$

- **Quantité de tamis moléculaire pour adsorption**

Par application numérique :

$$M_T = \frac{27001.56 \times 100}{21.8} = 123860.36 \text{ Lb H}_2\text{O/cycle} = 56181,95 \text{ Kg H}_2\text{O/cycle}$$

IV.2.8 La Hauteur totale du lit

IV.2.8.1 Calcul du flux d'adsorption d'eau

$$q_{\text{eau}} = \frac{Q.Y_w.4}{D2.\pi.24} \quad [\text{Eq IV.17}]$$

Avec :

Q : Débit volumique du gaz.

D : Diamètre de lit.

Y_w : Teneur en eau dans l'alimentation, (lb H₂O/MMSCM de gaz).

$$q_{\text{eau}} = \frac{13.85 \times 885 \times 4}{20.16 \times 3.14 \times 24} = 32.27 \text{ kg/m}^2. \text{ h} = 6.61 \text{ lb/ft}^2. \text{ h}$$

IV.2.8.2 Calcul de la hauteur de la zone de transfert de masse

La longueur de la zone de transfert de masse est donnée par la relation :

$$L_{ZTM} = (V_g/35)^{0.3}(Z') \quad [\text{Eq IV.18}]$$

Où :

V_g : Vitesse superficielle du gaz

L_{ZTM} : Hauteur de la zone de transfert de masse

Z' : Constant

Z = 1.70 pour tamis moléculaire 1/8 et = 0.85 pour tamis moléculaire 1/16

Donc : L_{ZTM} (25.97/35)^{0.3} x 1.70 = 1.55 ft = 0.47 m

IV.2.8.4 La hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur

$$h_{\text{ad}} = \frac{q_{\text{eau}} \times \Theta_B}{0.01 \times X \times \rho_t} \quad [\text{Eq IV.19}]$$

Où :

X : Capacité d'adsorption [10,9%]

Θ_B : Le temps d'adsorption [12h]

ρ_t : Masse volumique de tamis moléculaire

q_{eau} : Le flux d'adsorption de l'eau

$$h_{\text{ad}} = \frac{12 \times 32.27}{0.01 \times 10.9 \times 655} = 5.42 \text{ m} = 17.78 \text{ ft}$$

La Hauteur totale de tamis moléculaire étant la somme des hauteurs de la zone d'adsorption et de la zone de transfert de matière en tenant compte également d'une hauteur de sécurité supplémentaire de la zone d'adsorption de 10%.

$$H_T = H_Z + (1.1 \times h_{\text{ad}}) \quad [\text{Eq IV.20}]$$

$$H_T = 1.55 + (1.1 \times 17.78) = 21.11 \text{ ft} = 6.43 \text{ m}$$

IV.2.8.3.1 Epaisseur du déshydrateur

On calcule l'épaisseur avec l'équation suivante :

$$e = \frac{P(\frac{D}{2})}{SE - PY} \quad [\text{Eq IV.21}]$$

Avec :

E : épaisseur du déshydrateur

P : Pression de service

D : Diamètre de déshydrateur

SE : contrainte maximale ou taux de travail du métal = 18900 psi = 1303,1 bar

Y : constant = 0,4

Nous trouvons : $e = 0.1206 \text{ m}$

Le Design prévoit une surépaisseur de corrosion de 3,2 mm

Donc : $e = 123,8 \text{ mm}$

IV.2.8.4 La masse totale du tamis moléculaire

$$M_t = \frac{\rho_t \times \pi \times D^2 \times ht}{4} \quad [\text{Eq IV.22}]$$

Où :

ρ_t : Masse volumique de tamis moléculaire

h_t : Hauteur totale de lit

D : Diamètre de lit

$$M_t = \frac{655 \times 3.14 \times 20.16 \times 6.43}{4} = 66651.88 \text{ Kg} = 146934.07 \text{ Lb}$$

IV.2.9 Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur

IV.2.9.1 Pertes de charge à travers le lit de tamis moléculaire

$$\frac{\Delta \rho}{H_t} = A \times \mu \times V_g + B \times \rho_g \times V_g^2 \quad [\text{Eq IV.23}]$$

Où :

A et B : constantes

μ : Viscosité dynamique en Centpoises

ρ_g : Masse volumique du gaz [Kg/m³]

V_g : Vitesse superficielle [m/min]

H_T : hauteur totale de lit actuel

$$\frac{\Delta \rho}{H} = (0.054 \times 0.014 \times 7.92) + (1.9 \times 10^{-5} \times 62.01 \times (7.92)^2) = 0.075$$

Donc: $\Delta P = 0.075 \times H_T = 0.075 \times 6.43 = 0.482 \text{ bar} = 6.98 \text{ psia}$

IV.2.9.2 Pertes de charge à travers les billes de céramique

$$\frac{\Delta \rho}{H_t} = [0.025 \times \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \times \mu \times \frac{V_g}{D_p}] + [4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3} \times d_g \times \frac{V_g^2}{D_p}] \quad [\text{Eq IV.24}]$$

Où :

μ : Viscosité dynamique en Centpoises

d_g : Densité du gaz [Kg/m³]

V_g : Vitesse superficielle en [m/min]

D_p : Diamètre équivalent des billes en [mm]

ε : Pourcentage de vide.

▪ **Pertes de charges à travers les billes céramiques 1/2**

$$H_1 = 150 \text{ mm}$$

$$\varepsilon = 0.4$$

$$\frac{\Delta\rho}{H_1} = \left[0,025 \times \frac{(1-0.4)^2}{0.4^3} \times 0.014 \times \frac{7.92}{12} \right] + \left[4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.4)}{0.4^3} \times 62.01 \times \frac{7.92^2}{12} \right]$$

$$\frac{\Delta\rho}{H_1} = 0.016$$

$$\text{Donc : } \Delta\rho = 0.016 \times H_1 = 0.0024 \text{ bar} = 0.0348 \text{ psia}$$

▪ **Pertes de charge à travers les billes céramique 1/2**

$$H_2 = 75 \text{ mm}$$

$$\varepsilon = 0.4$$

$$\frac{\Delta\rho}{H_2} = 0.016$$

$$\text{Donc : } \Delta\rho = 0.016 \times H_2 = 0.0012 \text{ bar} = 0.0174 \text{ psia}$$

▪ **Pertes de charge à travers les billes céramique 1/4**

$$H_3 = 75 \text{ mm}$$

$$\varepsilon = 0.37$$

$$\frac{\Delta\rho}{H_3} = \left[0,025 \times \frac{(1-0.37)^2}{0.37^3} \times 0.014 \times \frac{7.92}{3} \right] + \left[4.861 \times 10^{-6} \times \frac{(1-0.37)}{0.37^3} \times 62.01 \times \frac{7.92^2}{3} \right]$$

$$\frac{\Delta\rho}{H_3} = 0.043$$

$$\text{Donc : } \Delta\rho = 0.043 \times H_3 = 0.0032 \text{ bar} = 0.0464 \text{ psia}$$

▪ **Pertes de charge totale au travers du déshydrateur**

$$\Delta P_{\text{totale}} = \Delta P_{\text{tamis moléculaire}} + \Delta P_{\text{céramique}} \quad [\text{Eq IV.25}]$$

$$\text{Donc : } \Delta P_{\text{totale}} = 0.482 + 0.0024 + 0.0012 + 0.0032 = 0.48 \text{ bar} = 7.08 \text{ psia}$$

IV.2.10 Calcul de débit de gaz de régénération

IV.2.10.1 Phase de chauffage

La quantité de chaleur fournie pour la régénération est égale à la chaleur nécessaire pour le chauffage du déshydrateur plein de la température $T = 37.7^\circ\text{C}$ à la température de régénération

$$T = 275^\circ\text{C}.$$

Cette quantité de chaleur est la somme des énergies suivantes :

- Chauffage du lit du tamis
- Chauffage des billes en céramiques
- Chauffage de la colonne vide
- Chauffage et désorption de l'eau
- Chauffage et désorption des hydrocarbures liquides entraînés
- Les pertes vers l'extérieur

IV.2.10.1.1 La quantité de chaleur totale à fournir

a) Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer le lit de tamis moléculaire

$$Q_{tm} = m_{tm} \times C_{p_{tm}} \times (T_{régénération} - T_{adsorption}) \quad [Eq IV.26]$$

Où :

m_{tm} : Masse du tamis moléculaire contenu dans la colonne [lb]

$C_{p_{tm}}$: Chaleur spécifique du tamis moléculaire [Btu /lb °F]

Donc :

$$m_{tm} = 146934.07 \text{ lb}$$

$$C_{p_{tm}} = 0.2 \text{ Btu/lb. °F}$$

$$Q_{tm} = 146934.07 \times 0.2 (527 - 99.86) = 12552283.73 \text{ Btu} = 3161784.32 \text{ Kcal}$$

b) Quantité de chaleur absorbée par le métal

$$Q_m = m_m \times C_{p_m} \times (T_{régénération} - T_{adsorption}) \quad [Eq IV.27]$$

Où :

m_m : Masse du déshydrateur à vide (lb)

C_{p_m} : Chaleur spécifique du métal (Btu/lb °F)

Donc :

$$m_m = A H D t$$

Où :

H = hauteur de la colonne (ft)

D = diamètre interne de la colonne (in)

$$A = 15$$

t = épaisseur de la colonne (in)

$$m_m = 15 \times 21.11 \times 176.73 \times 4.87 = 272532.77 \text{ lb}$$

$$C_{p_m} = 0.12 \text{ (Btu/lb. °F)}$$

$$Q_m = 272532.77 \times 0.12 \times (527 - 99.86) = 13969157.68 \text{ Btu} = 3518679.52 \text{ Kcal}$$

c) Quantité de chaleur absorbée par les billes de céramique :

$$Q_m = m_c \times C_{p_c} \times (T_{\text{régénération}} - T_{\text{adsorption}}) \quad [\text{Eq IV.28}]$$

Où :

m_c : Masse totale de la céramique [lb]

C_{p_c} : Chaleur spécifique de la céramique [0.25 Btu/lb °F]

Avec :

$$m_{c\ 1/2} = 3322.2 \text{ Kg}$$

$$m_{c\ 1/4} = 1660.4 \text{ Kg}$$

$$m_{c\ 1/8} = 1660.4 \text{ Kg}$$

Ces résultats sont obtenus après l'application de ces lois :

$$m_c = V'_c \times \rho_c$$

$$\text{avec : } V'_c = V_c \times (1-\varepsilon) \text{ et } V_c = h \times S = h \times \pi \times \frac{d^2}{4}$$

Où :

V'_c : Volume réel de céramique

ρ_c : Masse volumique de céramique [Kg/m³]

V_c : Volume de céramique

S : section du déshydrateur [m²]

h : Hauteur de céramique

ε : Pourcentage de vide

d : Diamètre du lit

Masse totale des billes de céramique est :

$$m_{c\ \text{totale}} = m_{c\ 1/2} + m_{c\ 1/4} + m_{c\ 1/8}$$

$$m_{c\ \text{totale}} = 3322.2 + 1660.4 + 1660.4 = 6643 \text{ Kg} = 14614.6 \text{ lb}$$

Donc la quantité de chaleur absorbée par la céramique est :

$$Q_c = 14614.6 \times 0.25 \times (527 - 99.86) = 1560620.061 \text{ Btu} = 393103.29 \text{ Kcal}$$

d) Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau

$$Q_e = (m_e \times C_{p_e} \times \Delta T) + (m_e \times \Delta H_e) \quad [\text{Eq IV.29}]$$

Où :

m_e : Quantité d'eau adsorbée par cycle [lb]

C_{p_e} : Chaleur spécifique de l'eau [1 Btu/lb °F]

ΔH_e : Chaleur latente de désorption de l'eau [Btu/lb] = 1800

$$Q_e = (13500.78 \times 1 \times (527-99.86)) + (13500.78 \times 1800) = 30068127.17 \text{ Btu} = 7573835.56 \text{ kcal}$$

e) Quantité de chaleur nécessaire pour désorber les hydrocarbures

$$Q_{hc} = (m_{hc} \times C_{phc} \times \Delta T) + (m_{hc} \times \Delta H_{hc}) \quad [\text{Eq IV.30}]$$

Où :

m_{hc} : Quantité d'hydrocarbure adsorbée par cycle [lb] = 0.1 me

C_{phc} : Chaleur spécifique du gaz [0.9 Btu/lb °F]

ΔH_{hc} : Chaleur latente de désorption des hydrocarbures (Btu/lb)

La quantité des hydrocarbures représente 10% de la masse d'eau adsorbée par les tamis moléculaires.

$$m_{hc} = 0.1 \times 13500.78 - 1350.078 \text{ lb} = 612.26 \text{ Kg}$$

Donc :

$$Q_{hc} = (1350.078 \times 0.9 \times (527 - 99.86)) + (1350.078 \times 342) = 980731.76 \text{ Btu} = 247035.71 \text{ Kcal}$$

f) Les 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 :

$$Q_f = 1.1 \times (Q_{tm} + Q_m + Q_c + Q_e + Q_{hc}) \quad [\text{Eq IV.31}]$$

Donc :

$$Q_f = 1.1 \times 591300920.401 = 65.04 \times 10^6 \text{ Btu} = 16.38 \times 10^6 \text{ kcal}$$

III.2.10.1.2 Débit de gaz de régénération en phase de chauffage

$$Q_{\text{gaz chauffage}} = \frac{Q_{\text{chauffage}}}{C_{p\text{chauffage}} (T_f - \Delta T_{\text{moy}}) \Delta \theta c} \quad [\text{Eq IV.32}]$$

Où :

$Q_{\text{chauffage}}$: Débit de gaz de régénération calculé [lb/h].

$C_{p\text{chauffage}}$: Chaleur spécifique du gaz de régénération [Btu/lb. °F].

ΔT_{moy} : Température moyenne [°F].

$\Delta \theta c$: Durée de l'opération chauffage (hr).

La température moyenne de régénération en phase chauffage

$$T_A = \frac{T_1 + T_2}{2} = \frac{99.86 + 251.6}{2} = 175.73 \text{ °F} \quad [\text{Eq IV.33}]$$

$$T_B = \frac{T_2 + T_3}{2} = 330.8 \text{ °F} \quad [\text{Eq IV.34}]$$

$$T_4 = 482 \text{ °F}$$

$$\Delta T_{\text{moy}} = \frac{175.73 + 330.8 + 482}{3} = 329.51 \text{ °F} \quad [\text{Eq IV.35}]$$

Donc :

$$Q_{\text{chauffage}} = \frac{65044012.44}{0.72 \cdot (527 - 329.51) \cdot 3} = 152478.45 \text{ lb/h} = 69163.01 \text{ Kg/h}$$

En pratique le débit de gaz de régénération est majoré de 10% par rapport au débit calculé.

$$Q'_{\text{gaz chauffage}} = 1.1 \times Q_{\text{gaz chauffage}} = 76079.31 \text{ Kg/h}$$

IV.2.10.2 Phase de refroidissement

a) Quantité de chaleur totale à enlever

Dans la phase de refroidissement on ramène la température des colonnes de 260°C à 60°C, il s'agit donc d'éliminer les trois chaleurs suivantes :

- Quantité de chaleur à éliminer du tamis moléculaire
- Quantité de chaleur à enlever du métal (virole)
- Quantité de chaleur à enlever des billes de céramique

$$Q_r = (Q_{\text{rm}} + Q_{\text{rm}} + Q_{\text{rc}}) \quad [\text{Eq IV.36}]$$

$$Q_r = (12552283.73 + 13969157.68 + 1560620.06) = 28082061.47 \text{ Btu} = 7073567.12 \text{ kcal}$$

b) Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement

$$Q_{\text{ref}} = \frac{Q_r}{(C_{\text{pref}} \times \Delta T_{\text{ref}}) \Delta \theta c} \quad [\text{Eq IV.37}]$$

Où :

Q_{ref} : Débit de gaz de refroidissement calculé [lb/h].

C_{pref} : Chaleur spécifique du gaz de refroidissement [Btu/lb °F].

ΔT_{ref} : Différence de température moyenne.

$\Delta \theta c$: Durée de l'opération chauffage (hr).

$$T_A = \frac{T_5 + T_4}{2} = \frac{527 + 140}{2} = 333.5 \text{ °F} \quad [\text{Eq IV.38}]$$

$$Q_{\text{ref}} = \frac{28082061.47}{0.58 \times (527 - 333.5) \times 1.8} = 139010.47 \text{ lb/h} = 63054.04 \text{ kg/h}$$

En pratique le débit de gaz de régénération est majoré de 10% par rapport au débit calculé.

$$Q'_{\text{gaz ref}} = 1.1 \times Q_{\text{gaz ref}} = 69359.44 \text{ kg/h}$$

IV.3 Calcul des paramètres du déshydrateur dans les conditions actuelles

Dans cette partie nous allons dimensionner les dés hydrateur opérant dans les conditions actuelles (températures, pression, charge, débit), et cela on suivant les mêmes étapes de calcul que dans la partie précédente (vérification du design).

a) Conditions opératoires actuelles : (cas hiver)

- La pression : 66.6 Bar
- La température : 35.6 °C
- Débit massique du gaz: 597218.5 kg/h
- Teneur en eau : 2700 ppm, (entrée sécheur)

- Teneur en eau : 4ppm, (sortie sécheur)
- Capacité d'adsorption du tamis moléculaire type 4 A°:22Kg d'eau / 100Kg de tamis

En pratique, il est tenu compte du vieillissement de l'adsorbant et de la perte d'efficacité qui expérimentalement est de 90%

b) Gaz de régénération

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

Température de régénération : 275°C.

Débit gaz de régénération : 80000Sm³/h.

La variation de la température des particules de tamis contenue dans le déshydrateur en fonction du temps de régénération est représentée dans la figure (III.1)

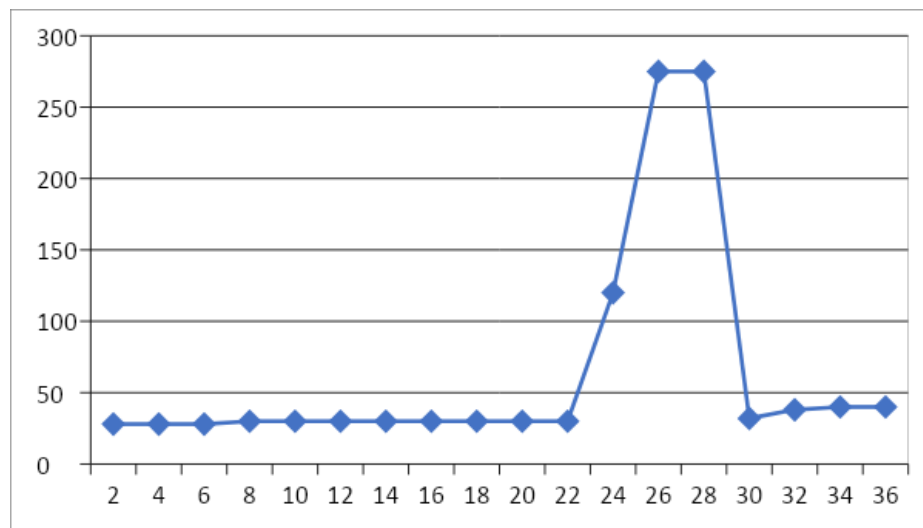


Figure IV.2 : Evolution de la température du lit en fonction du temps de régénération (cas actuel – 36).

Le tableau en dessous représenté la composition de notre charge (gaz alimentation sécheurs) ainsi que les propriétés critique du mélange :

Tableau IV-3 : Propriétés critique du gaz naturel (cas actuel).

COMPOSITION	$Y_i\%$ (mol)	Y_i (mol)	T_{ci} (°K)	P_{ci} (Psia)	$Y_i * T_{ci}$	$Y_i * P_{ci}$
N ₂	1.51	0.0151	126.2	450	1.90562	6.795
CO ₂	1.01	0.0101	304.2	1055.68	3.07242	10.6623
CH ₄	84.84	0.8484	191.2	652.47	162.214	553.55
C ₂ H ₆	7.67	0.0767	305.2	693.8	23.408	53.159
C ₃ H ₈	2.74	0.0274	370	603.16	10.138	16.5265
i-C ₄ H ₁₀	0.54	0.0054	408.1	513.24	2.2037	2.7714
n-C ₄ H ₁₀	0.73	0.0073	425.2	536.44	3.1039	3.9160
i-C ₅ H ₁₂	0.3	0.003	461	468.27	1.383	1.4048
n-C ₅ H ₁₂	0.2	0.002	469.8	475.33	0.9396	0.95106
n-C ₆ H ₁₄	0.2	0.002	507.9	424.76	1.0158	0.8495
n-C ₇ H ₁₆	0.12	0.0012	540.2	387.05	0.6482	0.4644
n-C ₈ H ₁₂	0.03	0.0003	569.4	346.44	0.1708	0.1039
H ₂ O	0.11	0.0011	647.4	3193.53	0.7021	3.5128
Totale	100	1			210.916	654.67

▪ **Résultats des calculs obtenus**

Le tableau (IV-4) regroupe tous les résultats obtenus lors du dimensionnement du déshydrateur dans les conditions opératoires actuelles :

Tableau IV-4 : Résultats de calcul dans les conditions actuelles.

Spécification	La valeur
Le facteur de compressibilité	0.84
La densité	0.67
La masse volumique de gaz [kg/m ³]	62.01
La vitesse d'écoulement [kg/m ² .h]	16522.11
La vitesse superficielle du gaz [m/min]	7.92
Le diamètre minimum [m]	4.49
La quantité d'eau à adsorber [kg/h]	510.21
La quantité d'eau à adsorber pendant le cycle [kg]	6122.6
La hauteur de la zone de transfert [m]	0.47
Hauteur minimale (d'adsorption) du déshydrateur [m]	5.42
La hauteur totale du déshydrateur [m]	6.43
La masse totale du tamis moléculaire [kg]	66651.88
Les pertes de charge à travers du déshydrateur [bar]	0.48
Quantité de chaleur totale à fournir [kcal]	3952230.9
Débit de gaz de régénération en phase de chauffage [kg/h]	76079.31
Quantité de chaleur totale à enlever [kcal]	6864817.45
Quantité de chaleur totale à enlever pendant le cycle de refroidissement [kcal]	3929759.51
Débit de gaz de régénération en phase de refroidissement [kg/h]	69359.44

IV.4 Comparaison des résultats actuels avec ceux du design :

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

Tableau IV-5 : Comparaison des résultats du cas actuel avec ceux du design.

Paramètres	Design	Cas actuel
La température (°C)	37.7	35.6
La pression (bar)	68.6	66.6
Le diamètre de la colonne (m)	4.5	4.49
La hauteur totale du lit (m)	6.4	6.43
La masse totale du tamis moléculaire (kg)	66679	66651.88
Débit de gaz de régénération (kg/h)	74682	76079.31

IV.5 Discussion des résultats

- Les résultats illustrés dans le tableau (IV-4) montrent une faible différence entre les valeurs des paramètres du design et celles calculées, ceci confirme la validation de la méthode de calcul utilisée dans ce mémoire.
- Les déshydrateurs G11-24-101-AJB/C assurent leurs rôles dans les conditions du design sans risque apparent et de même pour le cas actuel.
- En ce qui concerne le débit de gaz de régénération, un écart entre la valeur du design (74682 kg/h) et celle du cas actuel (76079.31 kg/h) est constaté, et cela traduit par l'augmentation du débit de gaz brut traité actuellement.

On remarque aussi que :

1. La hauteur totale du lit dans le design est de 6.4 m supérieure à celle du cas actuel (6.43 m) ce qui nous laisse dire que le déshydrateur n'est pas totalement exploité.
2. La masse du tamis moléculaire pour le cas actuel (66651.88 kg) est légèrement inférieure à celle du design (66679 kg). Donc, dans ces conditions, les déshydrateurs assurent une bonne déshydratation du gaz, mais ils sont légèrement sous exploités.

IV.6 Optimisation du temps de cycle du cas actuel

Actuellement, et d'après les résultats de calcul, chaque déshydrateur fonctionne avec (89.38%) de sa masse totale.

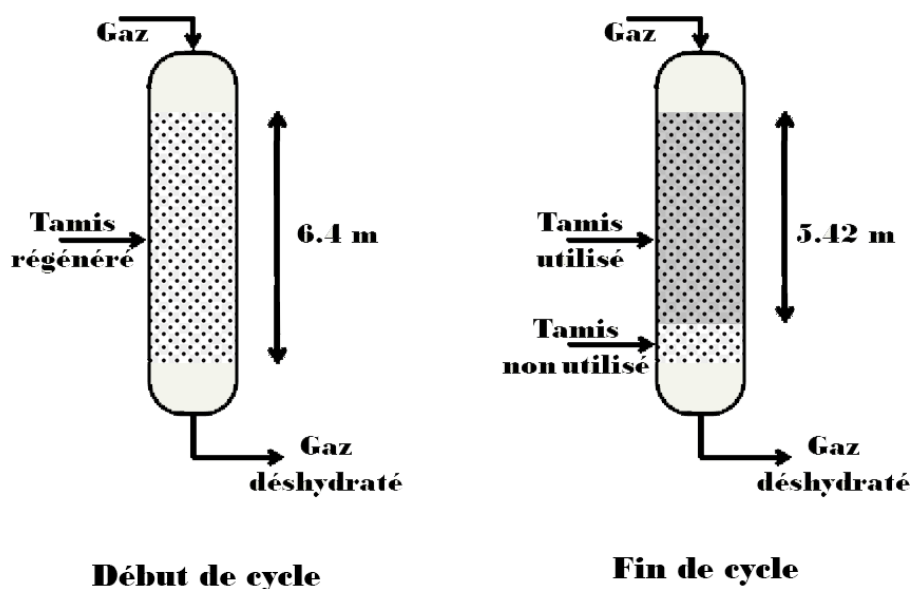


Figure IV.3 : Représentation de la masse utilisée du tamis après le cycle d'adsorption [28].

Afin d'exploiter toute la masse du tamis moléculaire, on va déterminer le temps d'adsorption nécessaire qui correspond à la masse installée. En augmentant ce dernier qui est actuellement de 24 heures, on détermine le temps de rupture.

IV.6.1 Détermination du temps de rupture

Dans la pratique, pour réaliser une opération d'adsorption sans risque de problème de fuite, il est nécessaire de limiter le temps de cycle d'adsorption à un temps légèrement inférieur au temps de rupture (temps limite).

$$\theta = \frac{0.01.X.HT.\rho T}{q} \quad [\text{Eq III.39}]$$

Où :

X : La capacité à la saturation 22 1b1-120/ 100 lb de tamis

HT : Hauteur du tamis

ρT : Densité du tamis

q : Quantité d'eau adsorbée à la surface du lit par heure en lb/ft²h

Donc on aura :

$$\theta = \frac{0.012240.4922.11}{6.61} = 28.45 \text{ h}$$

Un temps d'adsorption de 28 heures est un temps optimal avec lequel on exploite toute la masse du tamis nécessaire, ainsi on augmente le temps total du cycle qui devient 36 heures.

IV.6.2 Répartition des temps du cycle

Tableau IV-6 : Répartition du temps des cycles.

Paramètre		Cas actuel	Cas calculé
Temps de cycle d'adsorption		24	28
Temps de régénération	Chauffage	3.7	3.7
	Refroidissement	1.8	1.8
Temps de stand-by (h)		6.5	8.5
Temps de cycle (h)		36	42

IV.6.3 Comparaison et interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus, un temps d'adsorption de 28 heures est un temps optimal avec lequel on exploite la totalité de la masse du tamis moléculaire, ainsi on augmente le temps total du cycle qui sera 42 heures, ce temps nous permettra de réaliser une adsorption sans risques et donc on minimise la teneur en eau dans le gaz traité durant ce cycle d'adsorption.

D'après tous les résultats obtenus, on optimise le temps de cycles du déshydrateur sans faire de modification sur les dimensions des sécheurs. Cela nous permettra d'avoir :

- Une diminution de nombre de cycles, par conséquent une augmentation de l'efficacité du tamis.
- Exploitation de toute la masse du tamis moléculaire installée.
- Augmenter la durée d'utilisation du tamis.
- Réduire le nombre de changement de la charge (Réduire les couts d'achat).
- Réduire la consommation de fuel gaz du Four.
- Une économie d'énergie électrique.

Notre stage pratique est autant bénéfique pour nous que pour la société puisqu'il facilite notre intégration rapide dans le milieu professionnel, nous avons pu découvrir les différentes installations de l'unité de traitement de gaz et avoir un aperçu global de son fonctionnement. Il nous a permis de nous familiariser avec les différents services et d'avoir une approche réelle du monde du travail.

Les préoccupations au niveau de l'unité CPF de GTL et particulièrement dans la zone cryogénique étant de ramener la teneur en eau dans le gaz expédié à une valeur très basse (moins de 50 ppmv) dans la section de déshydratation. Dans cette dernière, Il nous a paru indispensable lors de notre stage pratique d'étudier les différents modes de fonctionnement des déshydrateurs en vue d'augmenter le temps d'adsorption. Un temps plus grand d'adsorption entraîne un gain en énergie puisque la même quantité de gaz naturel que pour le cycle d'adsorption actuel sera dépensée pour un cycle plus long.

L'étude de la section de déshydratation de CPF nous a permis de vérifier les paramètres design des déshydrateurs de gaz et de les comparer avec ceux du cas actuel. L'étude a abouti aux conclusions suivantes :

- Les paramètres de design sont vérifiés, et comparés avec les paramètres du cas actuel, il n'y a pas une grande différence, ce qui nous assure une bonne efficacité de déshydratation.
- La teneur en eau dans le gaz est un facteur clé pour améliorer la bonne marche de l'unité de déshydratation,
- La diminution de la température d'alimentation du sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui peut être exploitée en augmentant le temps d'adsorption.
- L'augmentation de temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles /an ce qui entraîne l'augmentation de la durée de vie de tamis moléculaires.

On constate que les causes qui engendrent le problème de la teneur en eau en amont et en aval des déshydrateurs sont dues à la nature des gaz et à la charge de tamis moléculaire utilisé.

Pour une meilleure exploitation de tamis moléculaire, il est nécessaire de travailler avec :

- Une durée de cycle plus long (cas optimum qui représente le cas actuel « Mode 42hrs ») afin d'augmenter la durée d'utilisation des tamis.
- Abaisser la température d'alimentation des déshydrateurs en cas atteint 49°C ou plus par l'utilisation de l'échangeur GII-GA-32-206.
- Surveiller en permanence la teneur en eau dans le gaz déshydraté par l'hygromètre en ligne et utiliser l'hygromètre. Enfin, nous souhaitons que notre modeste travail va a portera portatif du laboratoire en cas de nécessité.
- Respecter les normes lors de remplissage des tours de séchage.

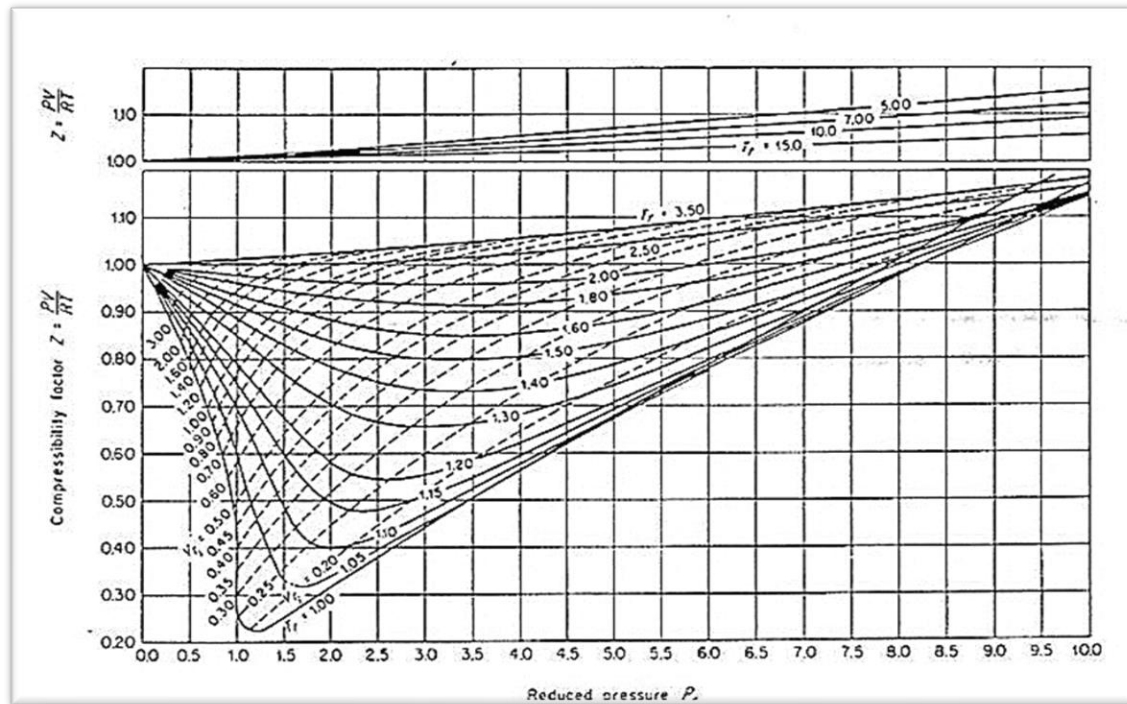
Enfin, nous souhaitons que notre modeste travail va atteindre votre satisfaction.

Références bibliographiques

- [1] : Document de l'entreprise SONATRACH HBK, 2007.
- [2] : LAURA ICART, l'industrie gazière se positionne, gaz d'aujourd'hui news, publié le 26/05/2020.
- [3] : La presse, affaires, marches, le-prix du pétrole dégringole, publié 2023-02-03.
- [4] : SELLAMI MOHAMED HASSEN ; cours procédé de traitement gaz naturel ; 1 ère année Master
- [5] : NEGUIA Ala Eddine ; Elimination des hydrates par adsorption sur tamis moléculaire au niveau de l'unité GPL2 Hassi-Mesaoud ; Université Echahid Hamma Lakhdar, El Oued.
- [6] : La revue de SONATRACH, édition N54, DJENANA, EL MALIK, HYDRA, Octobre 2007, 46 pages.
- [7] : PIERRE WITHIER: Raffinage et génie chimique, Tome I, 2ème édition 1972-Paris.
- [8] : Site internet : www.iea.org
- [9] : ROJEY, ALEXANDRE. Le gaz naturel, production traitement transport. 27 Rue Ginoux -75737 Paris cedex 15:TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [10] : Site internet : www.oilindustryinsight.com/oil-gas/insight-analysis/proved-oil-reserves-distribution
- [11] : Site internet : www.planete-energies.com/fr/media/chiffres/production-mondiale-gaz-naturel
- [12] : Site internet : www.researchgate.net/figure/Map-of-gas-pipelines-linking-Algeria-to-Europe
- [13] : Le gaz naturel, production, traitement et transport. Publication d'IFP .Edition Technique.
- [14] : Conférence sur le GPL Hassi Messaoud, Janvier 2000.
- [15] : 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.
- [16] : AOUADI HOUSSEM EDDINE ; optimisations de cycle des sécheurs ; Génie chimique ; 04 /06/2017.
- [17] : Livre Opérations Unitaires. Génie de la réaction chimique.
- [18] : Site internet : www.fremer.fr/exploitation/en_jeux/hydrates/index.htm/2004/16.04.2011/
à la découverte des grands fonds.
- [19] : Site internet : www.people.wou.edu/~courtna/Energy/Gas_Hydrates.html

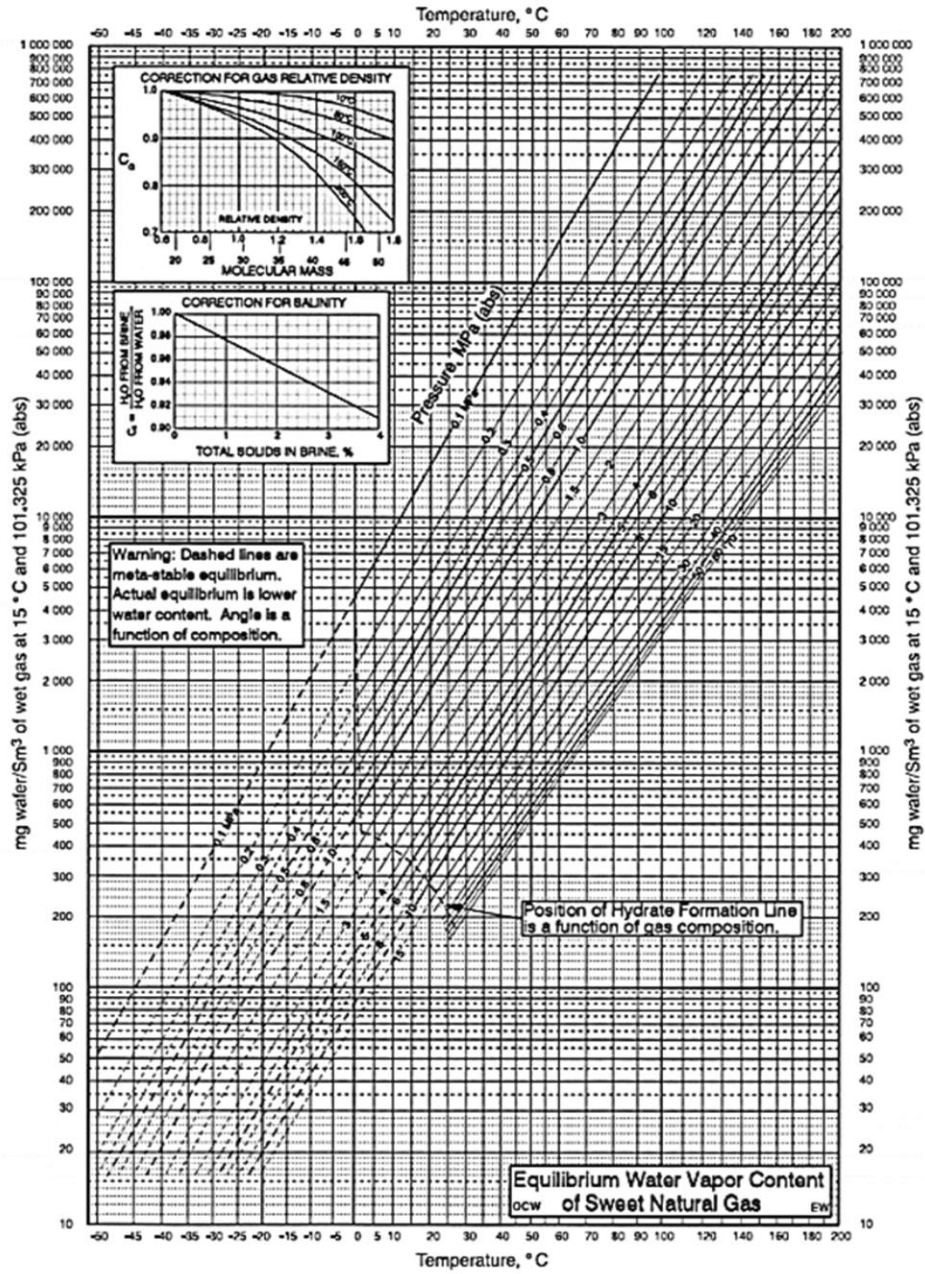
- [20] : Site internet : www.commonswikimedia.org/wiki/File:Dodecahedron_220.gif
- [21] : BERRETIMA EL HADJ BELKACEM & ARIBI LAKHDER. LA DESHYDRATATION DU GAZ Techniques et Problèmes. université Ouargla 2013.
- [22] : MARIE DEBACQ. Phénomènes de transferts de matière en génie des procédés. Licence. UTC107 "Transferts appliqués", France. 2019.
- [23] : Manuel opératoire de CPF Gassi Touil.
- [24] : JGC Corporation Documents d'archives de l'entreprise (spécification).
- [25] : Site internet : www.abcclim.net/deshydrateur.html
- [26] : S. DOUNIT. HADJ MOHAMMED LOUKMANE . DJAMEL AHMED. Dimensionnement des déshydrateurs de gaz de l'unité GPL2 Hassi Messaoud, calcul et vérification université Ouargla 2013.
- [27] : ENGINEERING DATA BOOK FPS VERSION Volumes I & II Sections 1-26 Twelfth Edition - FPS2004.
- [28] : NEMLI AZIZ, Calcul de vérification des déshydrateurs de l'unité de récupération de GPL Gassi Touil (2013).
- [29] : NABIL ETTIILI. Procédé d'adsorption avec régénération électrothermique pour la capture du dioxyde de carbone en post-combustion. Autre. Institut National Polytechnique de Lorraine, 2008.

Annexes



Annexe 1 : Le facteur de compressibilité des gaz Z.

FIG. 20-4
Water Content of Hydrocarbon Gas⁵



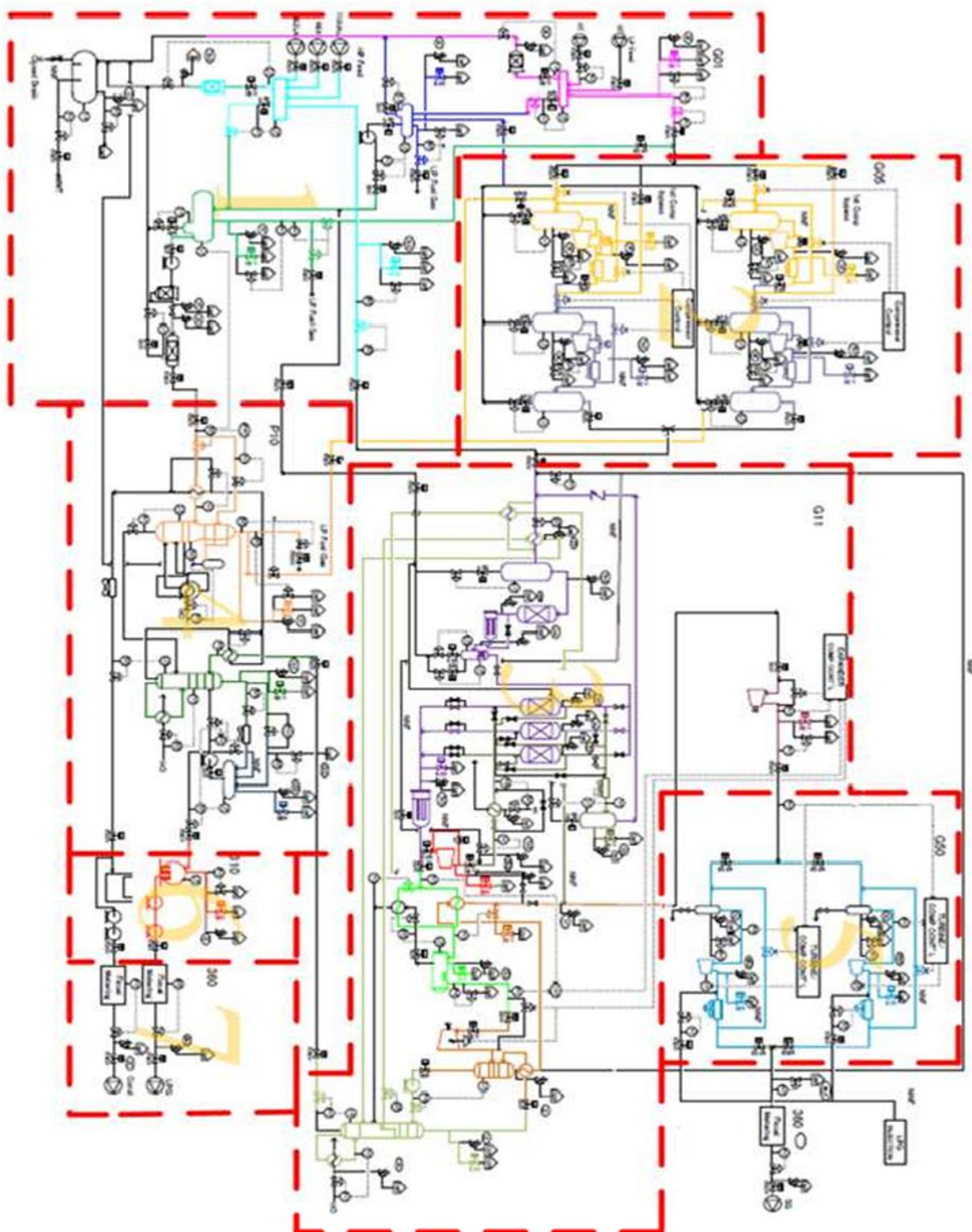
Annexe 2 : La teneur en eau dans les hydrocarbures gazeux.

System international (SI)	System Anglo-Saxon
1 bar	14.5 psi
1 kg/m ³	0.062428 lb/ft ³
1 kcal	3.97 Btu
1 Btu/lb. °F	4.1868 kj/kg°C
1 centpoise	2.419 lb/hr.ft
1116.28 Nm ³ /h	1 MMSCF/d
1 kg/h	2.2045 lb/h
1 lb/h	0.453592 kg/h
1 m ²	10.76391 ft ²
1 ft/min	0.3048 m/min
1 mm	0.03936 inch
1 m ³ /min	35.31467 ft ³ /min
1 ppm	0.0475 lb/MMSCF
1 bar	0.006243 lb/ft ³
1 Btu/lb	2.325 kj/kg
1 lb/ft ²	4.882419 kg/m ²
1 kg/m ²	0.204817 lb/ft ²
°C*(9/5) + 32	°F
°F+460	°R

Annexe 3 : Le tableau de conversion des unités de calcul.

Phase	Property		Case 1 Summer	Case 1 Winter	Case 2 Summer	Case 2 Winter	Case 3 Summer	Case 3 Winter	Case 1 Summer JT	Case 1 Winter JT	Case1 Off design
Overall	Phase Fraction (Molar Basis)		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Phase Fraction (Mass Basis)		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Phase Fraction (Vol. Basis)		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
	Molecular Weight		20,06	19,65	20,16	19,71	19,84	19,45	20,07	19,65	19,98
	Temperature	C	51,7	37,7	51,0	33,8	51,2	35,6	56,2	42,8	41,6
	Pressure	bar_g	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	68,6	67,3
	Molar Flow	kgmole/h	24579	24397	24477	24275	24535	24356	24598	24403	24533
	Mass Flow	kg/h	493 001	479 431	493 353	478 549	486 781	473 650	493 741	479 543	490 044
	Heat Flow	MMkcal/h	-474,5	-470,7	-475,0	-471,2	-477,0	-473,7	-474,2	-469,5	-474,9
	Actual Volume Flow	m3/h	8126,0	7543,8	8055,4	7339,7	8106,3	7458,7	8317,7	7762,2	7861,4
	Mass Density	kg/m3	60,7	63,6	61,2	65,2	60,0	63,5	59,4	61,8	62,3
	Mass Heat Capacity	kcal/kg-C	0,6211	0,6314	0,6198	0,6340	0,6240	0,6362	0,6185	0,6264	0,6262
	Mass Heat Of Vapourisation	kcal/kg	112,94	100,92	112,05	97,82	111,93	98,66	116,17	103,35	106,83
	Higher Heating Value (Gas)	kcal/Sm3	10436	10248	10429	10224	10403	10222	10438	10246	10405
	Lower Heating Value (Gas)	kcal/Sm3	9450	9275	9445	9254	9417	9249	9452	9273	9421
	Mass Higher Heating Value	kcal/kg	12168	12196	12100	12130	12262	12294	12161	12194	12181
	Mass Lower Heating Value	kcal/kg	11099	11120	11038	11059	11182	11206	11093	11117	11110
Vapour	Molecular Weight		20,06	19,65	20,16	19,71	19,84	19,45	20,07	19,65	19,98
	Std Gas Flow	MMSCMD	13,948	13,845	13,890	13,775	13,923	13,821	13,958	13,848	13,922
	Molar Flow	kgmole/h	24579	24397	24477	24275	24535	24356	24598	24403	24533
	Mass Flow	kg/h	493001	479431	493353	478549	486781	473650	493741	479543	490044
	Actual Volume Flow	m3/h	8126	7544	8055	7340	8106	7459	8318	7762	7861
	Mass Density	kg/m3	60,67	63,55	61,24	65,20	60,05	63,50	59,36	61,78	62,34
	Thermal Conductivity	kcal/m-hr-C	0,0352	0,0341	0,0351	0,0337	0,0353	0,0341	0,0356	0,0345	0,0342
	Mass Heat Capacity	kcal/kg-C	0,6211	0,6314	0,6198	0,6340	0,6240	0,6362	0,6185	2,6207	2,6200
	Viscosity	cP	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
	Z Factor		0,852	0,833	0,850	0,824	0,853	0,830	0,859	0,843	0,837
	Cp/Cv (Gamma)		1,493	1,550	1,497	1,570	1,494	1,559	1,476	1,526	1,529
Overall	Component Molar Fraction	Nitrogen	0,0212	0,0214	0,0227	0,0229	0,0150	0,0151	0,0212	0,0214	0,0212
		CO2	0,0091	0,0091	0,0106	0,0107	0,0100	0,0101	0,0091	0,0091	0,0091
		Methane	0,8304	0,8375	0,8240	0,8319	0,8413	0,8484	0,8298	0,8373	0,8321
		Ethane	0,0784	0,0790	0,0818	0,0825	0,0761	0,0767	0,0783	0,0790	0,0785
		Propane	0,0298	0,0288	0,0304	0,0292	0,0283	0,0274	0,0297	0,0288	0,0297
		i-Butane	0,0063	0,0058	0,0063	0,0057	0,0060	0,0054	0,0063	0,0058	0,0063
		n-Butane	0,0088	0,0079	0,0087	0,0076	0,0083	0,0073	0,0088	0,0079	0,0088
		i-Pentane	0,0039	0,0032	0,0037	0,0029	0,0037	0,0030	0,0039	0,0032	0,0039
		n-Pentane	0,0028	0,0022	0,0027	0,0020	0,0025	0,0020	0,0028	0,0022	0,0027
		n-Hexane	0,0035	0,0023	0,0031	0,0019	0,0029	0,0020	0,0035	0,0023	0,0033
		n-Heptane	0,0023	0,0011	0,0027	0,0013	0,0024	0,0012	0,0023	0,0011	0,0021
		n-Octane	0,0006	0,0002	0,0006	0,0002	0,0005	0,0002	0,0006	0,0002	0,0005
		n-Nonane	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0001
		n-Decane	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000
		n-C11	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0001
		H2O	0,0025	0,0012	0,0024	0,0010	0,0024	0,0011	0,0031	0,0015	0,0015
		total	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Annexe 4 : Données sur les déshydrateurs



Annexe 5 : Schéma simplifié de l'unité CPF.