



*République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
Et de la Recherche Scientifique
Université de Tissemsilt*



*Faculté des Sciences et de la Technologie
Département des Sciences et de la Technologie*

*Mémoire De Fin D'études Pour L'obtention Du Diplôme
De Master Académique En
Filières : Industrie Pétrochimie
Spécialité : Génie De Raffinage*

*Présentée par : Sakou chomaissa
Saidi Rania*

*ETUDE THEORIQUE DE LA
DESHYDRATATION DU GAZ NATUREL
(TECHNIQUE ET PROBLEME)*

Devant le Jury :

<i>Mr. Miloud AISSAT</i>	<i>Président</i>	<i>M.C.B. Univ-Tissemsilt</i>
<i>Ms. Abdelkader CHOUGUI</i>	<i>Encadreur</i>	<i>M.C.A. Univ-Tiaret</i>
<i>Ms. Slimane HAID</i>	<i>Co-Encadreur</i>	<i>M.C.A. Univ-Tissemsilt</i>
<i>Mr. Rachid CHELLALI</i>	<i>Examineur</i>	<i>M.C.A. Univ-Tissemsilt</i>

ANNEE UNIVERSITAIRE 2022-2023

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

1438



Remerciement

*Tout, nous remercions notre Bon **الله** tout puissant de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens afin de pouvoir réaliser ce travail.*

*Ce travail a été réalisé au niveau de service d'exploitation des unités de " **Guellala** " et " **HAUOD BERKAOUI** " société **SONATRACH**. Ce travail doit beaucoup à l'aide précieuse de membres de service, Nous voudrais saluer et remercier tous les membres de ce service, et en particulier **Mr. Samir khedri**.*

*Nous aimerions exprimer notre admiration sans limite pour Monsieur. **Chougui Abdelkader** Maître de conférences à l'université de Tiaret, directeur de ce thème. Grâce à sa bonté et sa gentillesse. Sans lui, ce thème n'aurait jamais été. Lui nous a fait une grande confiance en nous proposant cette étude et en acceptant d'encadrer notre travail. Nous lui sommes extrêmement reconnaissants pour nous avoir consacré du temps, surtout dans la correction de ce manuscrit.*

*Nous adressons sincère remerciement aux membres de jury **Mr Aissat miloud, Mr Chellali rachid et Mr Haid slimane** qui ont accepté de juger notre travail.*

*A Nos Enseignants de la Faculté de Science et Technologies à l'Université de **TISSEMSILT**. Nous adressons tous nos sincères remerciements.*

Enfin, Nous remercier du fond du cœur nos parents pour nous avoir toujours permis de suivre le chemin des études. Merci pour leurs soutiens, leurs encouragements et sur tout leur amour qui a toujours été une source motivante.

اهداء

لكل بداية نهاية، ولكل حلم نهاية، ها هي خاتمة خطوتي الأولى نحو بداية وأهداف جديدة
بادئ ذي بدء، أشكر الله الذي منحني القوة والصبر وسمح لي بالوصول إلى هنا
إلى ملكي، قوتي، داعمي، بطلي ومرشدي الذي لم يتردد في أن يمدني بدروب الخير والسعادة،
والذي عبد الكريم، ادامك الله لي
الى التي جعل الله الجنة تحت قدميها، لملكتي، قوتي، سعادتني وداعمتي، أمي نوال، ادامك الله لي
إلى أميري وحببي وداعمي لأجمل ما منحني الله أخي أكرم
الى دبتي وقرة عيني وفرحة البيت اختي اية
الى اجاداي رحمهم الله تمنيت لو كنتم معي
الى خالي وعائلته
الى جميع أفراد العائلة (سعيدي وغريب) والأصدقاء الذين شجعوني ودعموني
ولا أنسى فريق حوض البركاوي وقلالة
علي، حمزة، ابوبكر، سليمان، أيوب، وعمي سعيد ويونس

سعيدي رانيا



DÉDICACE

Après toutes les difficultés si la fin de ce projet et le débute d'une nouvelle ambition qui m'attende.

Tout d'abord, merci à qui me donné la force le soutenu

Le succès mon dieu "الحمد لله".

A la lumière de ma vie, la voix qui m'a donné le courage Maman Houria.

Mon repère mon roi qui me guide Mon chemin, papa Larbi si à vous.

A ma joie ma copine, sœur Assia.

A mes deux amoureux, mes princes Mohamed Essaleh et Chams Eddine.

La reine qui régnait en bonheur, ma pièce de chocolat

Ma petite sœur Chahd.

A mes cher ammis : Abri et Sarra merci à votre noble amitiés et fidélités

Et a toute la famille de Sakou et Daiche.

Sont oublié l'équipe de la région de Guellala

(Oncle saide, Younes, sllimen, Ayoub et Salah Eddine).

Chomaissa



Résumé

Le traitement est un l'essentiel étape pour l'exploitation du gaz naturelle de l'état brut a l'utilisation.

La déshydratation du gaz est une opération d'extrême importance dans le traitement de gaz vu la multitude de problèmes que l'humidité du gaz puisse causer le long de la chaine de traitement et jusqu'à son expédition. L'unité de déshydratation de Guellala est équipée de trois sécheurs à tamis moléculaires.

Dans la présente étude, nous présentons un calcul de vérification des dimensions des sécheurs, suivi d'un calcul de dimensionnement de la possibilité de déshydrater la charge actuelle traitée avec seulement deux sécheurs, cette dernière étant de 50% inférieur à celle du design.

A l'issu de cette étude nous avons montré que, vu la diminution de la quantité de gaz traité comparé à celle du design, la déshydratation de cette dernière peut être réalisé en mettant un seul sécheur en service.

A la fin nous clôturant cette étude par Une partie qui sera consacrée aux problèmes liés au vieillissement des tamis moléculaires, des solutions seront proposées pour remédier à ces problèmes.

Les Most clé

Gaz naturel, déshydratation, adsorption, sécheurs, tamis moléculaires, vieillissement.

ملخص

المعالجة هي الإجراء الأساسي لاستغلال الغاز الطبيعي من الحالة الخام إلى الاستخدام يعتبر تجفيف الغاز عملية ذات أهمية قصوى في معالجة الغاز بالنظر إلى كثرة المشاكل التي يمكن أن تسببها رطوبة الغاز على طول سلسلة المعالجة وحتى شحنها. وحدة التجفيف قلالة مجهزة بثلاثة مجففات منخل جزيئي .

في هذه الدراسة، نقدم حسابًا تحققًا لأبعاد المجففات، متبوعًا بحساب أبعاد إمكانية نزع المياه من الحمل الحالي المعالج بمجففين فقط، ويكون الأخير أقل بنسبة 50% من التصميم.

أوضحنا أنه نظرًا لانخفاض كمية الغاز المعالج مقارنةً بالتصميم، يمكن تحقيق جفاف الأخير عن طريق تشغيل مجفف واحد في النهاية نغلق هذه الدراسة بجزء مخصص للمشاكل المتعلقة بعمر المناخل الجزيئية، وسيتم اقتراح حلول لمعالجة هذه المشاكل

الكلمات المفتاحية: الغاز الطبيعي، تجفيف، الامتصاص، مجفف، منخل جزيئي، شيخوخة المناخل الجزيئية.

Abstract

Treatment is the essential procedure for the exploitation of natural gas from the raw state to the use.

The dehydration of gas is an operation of extreme importance in the treatment of gas given the multitude of problems that the humidity of the gas can cause along the chain of treatment and until its shipment. The Guellala dehydration unit is equipped with three molecular sieve dryers.

In the present study, we present a verification calculation of the dimensions of the dryers, followed by a calculation of the dimensioning of the possibility of dewatering the current load treated with only two dryers, the latter being 50% lower than that of the design.

At the end of this study we have shown that, given the reduction in the quantity of treated gas compared to that of the design, the dehydration of the latter can be achieved by putting a single dryer into service.

At the end we close this study by a part, which will be devoted to the problems related to the aging of the molecular sieves, solutions will be proposed to remedy these problems.

The Key words:

Natural gas, dehydration, adsorption, molecular sieves, aging of the molecular sieves.

Liste des abréviations

HBK : Haoud Berkaoui.

GLA : Guellala.

BKH : Benkahla.

UTG : Unité de Traitement du Gaz.

RGA : Récupération des gaz associés.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié.

GNL : Gaz Naturel Liquéfié.

GN : gaz naturel.

HP : haute Pression.

MP : moyen pression.

BP : basse Pression.

Std : Conditions standards

N : Conditions normales.

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

C5+ : condensât.

TVR : Tension de Vapeur Reid

FIC: Flaw indicator control.

CFP (compagnie française de Pétrole).

Nomenclature

<i>Symbole</i>	<i>Désignation</i>	<i>Unité</i>
Q	Quantité de chaleur	[Kcal]
M	La masse	[Kg]
C _p	La chaleur spécifique	[Kcal/ kg. °C]
T	Température	[°C où °K]
P	La pression	[Bar]
Z	Facteur de compressibilité	/
PM/MW	Poids moléculaire	[Kg /mol]
ρ	La masse volumique	[Kg /m ³]
V	Le volume	[m ³]
n	Le nombre de mol	[Mol]
Q _v	Le débit volumique	[m ³ /h]
T	Le temps	[h où min]
ΔP	La différence de pression	[bar]

Liste de la figure

Figure (I.1): les différentes sources de gaz naturel.....	3
Figure (I.2) : Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement conventionnel)	4
Figure (I.3) : schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement non-conventionnel)	4
Figure (I.4) : Carte de réseau de transport de gaz naturel en Algérie	9
Figure (I.5) : étape du procédé pritchard.....	11
Figure (I.6) : étape de procédé Hudson.....	11
Figure (II.1) : représentation schématique d'un des types possibles d'hydrate de gaz.....	12
Figure (II.2) : cellules unités et composition des structures I, II et H.....	13
Figure (II.3) : courbe de formation d'hydrate	14
Figure (II.4) : formules de quelques inhibiteurs cinétiques	16
Figure (II.5) : procédé de déshydratation.	17
Figure (II.6) : unité de déshydratation	18
Figure (II.7) : schéma de déshydratation par membrane.....	19
Figure (II.8) : schéma de déshydratation par refroidissement	19
Figure (II.9) : schéma de déshydratation par absorption	20
Figure (II.10) : colonne d'absorption (appelé aussi contacteur) avec refroidisseur en tête.....	21
Figure (II.11) : procédé de déshydratation par adsorption.....	22
Figure (II.12) : Différentes étapes de transfert d'un soluté lors de son adsorption sur un matériau microporeux.....	25
Figure (II.13) : Schéma d'un adsorbant à tamis moléculaire.....	27
Figure (II.14) : Type A4	29
Figure (II.15) : grille de sélection des tamis moléculaire.....	30
Figure (II.16) : Déshydratation de gaz naturel	30
Figure (II.17) : Schéma des zones d'adsorption dans un adsorbant	32
Figure (II.18) : Adsorption idéale en colonne (ZTM).....	33
Figure (III.1) : Situation géographique de la région Haoud Berkaoui	36
Figure (III.2) : Représentation de l'organigramme de la direction Haoud Berkaoui	36
Figure (III.3) : Représentation de l'unité de séparation d'huile GLA	38
Figure (III.4) : Représentation de l'unité de GLA.....	40
Figure (III.5) : Représentation de l'unité de boosting GLA	41
Figure (III.6) : Représentation de la section de réfrigération GLA	43
Figure (III.7) : Représentation de la section de compression du gaz de vent et gaz lift GLA	45
Figure (IV.1) : Représentation d'un sécheur dégradé.....	68

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Exemple de composition de gaz	2
Tableau (II.1) : Caractéristique cristallographique des trois structures d'hydrate	13
Tableau (II.2) : propriété physico-chimiques du glycol.....	21
Tableau (II.3) comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique	23
Tableau (II.4) : Les propriétés des adsorbants	24
Tableau (II.5) : La propriété de composition de tamis moléculaire	27
Tableau (II.6) : Différents types de tamis moléculaire	28
Tableau (II.7) : La séquence temporelle du système de déshydratation	31
Tableau (IV.1) : paramètre cinétique de gaz	52
Tableau (IV.2) : Les constituants B et C	57
Tableau (IV.3) : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (V403 A/B/C)	58
Tableau (IV.4) : Données de calcul	59
Tableau (IV.5) : Résultats de calcul de débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage	62
Tableau (IV.6) : Débit de gaz de régénération nécessaire pour refroidissement	63
Tableau (IV.7) ; Paramètre critique du gaz.....	63
Tableau (IV.8) : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur (V403 A/B/C) cas actuel..	64
Tableau (IV.9) : Données de calcul	64
Tableau (IV.10) : Résultats de calcul de débit de gaz de régénération nécessaire de chauffage .	65
Tableau (IV.11) : Résultats de calcul de gaz nécessaire pour le refroidissement	65
Tableau (IV.12) : Résultats de calcul de dimensionnement de sécheur.....	66
Tableau (IV.13) : Comparaison des résultats	66

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Résumé

Liste des abréviations

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

Chapitre I : Généralité sur le gaz naturel

1. Définition du gaz naturel.....	1
2. Origine de la composition de gaz naturel.....	1
A. Gaz bactérien	1
B. Gaz inorganique	1
C. Gaz thermique	1
3. Composition d'un gaz naturel	1
4. Les sources du gaz naturel	2
4.1 Type de gisement conventionnel.....	3
4.2. Type de gisement Non-Conventionnel :.....	4
5. Caractéristiques du gaz naturel.....	4
6. Les différents types de gaz naturel	5
8. Domaine Utilisation de gaz naturels.....	7
8.1. Industrie de l'automobile.....	7
8.2. Utilisateurs domestiques.....	7
8.3. Production d'électricité	7
8.4. Le secteur industriel	8
9. Avantages et inconvénients du gaz naturel	8
10. Transport de gaz naturel.....	8
11. Stockage de gaz naturel.....	9
12. Technique du traitement du gaz naturel.....	9
12.1. Elimination de l'eau	10

12.2.	Extraction des hydrocarbures liquides	10
A.	Procède de RITCHARD	10
B.	Procède de HUDSON.....	11
C.	Le procédé mixte.....	11
12.3.	La stabilisation et le fractionnement :	11

Chapitre II : Déshydratation

I.	Hydrates	12
1.	Définition des hydrates.....	12
2.	Structures des hydrates	12
2.1.	Hydrates de Structure I (S.I).....	12
2.2.	Hydrates de Structure II (S.II)	12
2.3.	Hydrates de Structure H (S.H).....	12
3.	Les conditions de formations des hydrates.....	13
4.	Prévention des hydrates.....	14
4.1.	Chauffages	15
4.2.	Réduction de pression.....	15
4.3.	Utilisation des inhibiteurs	15
II.	Déshydratation.....	16
1.	Déshydratation en générale.....	16
2.	Le but d'élimination de la teneur d'eau.....	17
3.	Les différentes méthodes de déshydratation	17
3.1.	Déshydratation par perméation gazeuse (membrane)	18
3.2.	Déshydratation par Refroidissement	19
3.3.	Déshydratation par l'absorption.....	19
3.3.1.	Le principe	20
3.3.2.	Fonctionnement de la colonne d'absorption.....	20
3.3.3.	Type d'absorbants	21

3.3.4. Propriétés physico-chimiques du glycol.....	21
4. Déshydratation par adsorption :.....	22
4.1. Caractéristique de l'adsorbant	23
4.2. Types d'adsorbant	23
4.3. Propriétés des adsorbants.....	24
4.6. Les procédés d'adsorption	25
III. Tamis moléculaire	26
1. Thermologie de tamis moléculaire.....	26
2. La propriété de composition de tamis moléculaire	27
3. Le type de tamis moléculaire	27
4. Utilisation et le choix des types de tamis moléculaire	28
5. Protection de tamis moléculaire	30
6. Fonctionnement de l'adsorption par tamis moléculaire	30
8. Principe de l'adsorption par les tamis moléculaire	31
9. Zone de transfert de masse « ZMT ».....	32
10. Régénération des tamis moléculaires :	33
10.1. Régénération par chauffage :	33
10.2. Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)	33
10.3. Régénération par entrainement	34
10.4. Régénération par déplacement	34
11. Les avantages de tamis moléculaire	34

Chapitre III: Description de l'usine de Guellala

1. Présentation De La Région Haoud Berkaoui (HBK) :.....	35
1.1. Historique de la région HBK	36
2. Description de la région	37
3. Unité de traitement et d'expédition d'huile	37
3.1. Séparation	37
3.2. Stockage.....	38

3.3. Expédition.....	39
4. Unité de déshuilage.....	39
5. Unité boosting	40
6. Description de l'UTG	41
6.1. Section stabilisation.....	41
6.2. Section déshydratation	42
6.3. Section réfrigération	42
6.4. Section de compression du gaz de vente	43
6.5. Section de compression du gaz lift.....	44
6.6. Section de fractionnement	45
6.6.1. Déethaniseur	45
6.6.2. Débutaniseur	46
7. Unité d'injection	46
8. Les sections utilités	47
8.1. Système de réfrigération à propane.....	47
8.2. Système d'huile chaude.....	48
8.3. Système d'alimentation en huile diesel.....	48
8.4. Système de gaz combustible	48

Chapitre IV : Partie calcul

Problématique.....	50
1. Entrée de gaz et stabilisateur.....	50
2. Déshydratation.....	51
I. Le dimensionnement d'un déshydrateur (sécheur V 403 A/B/C) cas design	51
1.1. Calcul de la teneur en eau du gaz d'alimentation	53
1.1.1. Détermination de la constante d'équilibre K :	53
1.1.2. Calcul du facteur de compressibilité du mélange :	53
1.1.3. Détermination de la fugacité F_w :.....	54
1.1.4. Détermination de Coefficient de la fugacité F :.....	54
1.2. Calcul de la vitesse massique permissible (max).....	55

1.2.1. Calcul de la masse volumique du gaz	55
1.3. Calcul de vitesse superficielle permmissible admise	55
1.4. Calcul du diamètre minimal de la colonne	55
1.5. Calcul de la quantité d'eau dans la charge	56
1.6. Calcul de la zone de transfert de mass (ZTM).....	56
1.7. Calcul de la hauteur d'équilibre	56
1.7.1. Calcul de la masse d'eau adsorbée par cycle	56
1.7.2. Capacité d'adsorption utile	56
1.8. Calcul de la hauteur totale	56
1.9. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur	57
1.10. Calcul du temps de service	57
1.11. Calcul du temps de saturation	57
2. Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération	58
2.1. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage	60
2.2. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement	62
II. Le dimensionnement d'un déshydrateur (sécheur V 403 A/B/C) cas actuel	63
1. Calcul de dimensionnement.....	63
2. Régénération sur tamis moléculaires (1/16")	64
2.1. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage	65
2.2. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement	65
3. Comparaison des résultats obtenus avec ceux de design.....	65
4. Discussion des résultats.....	65
III. Etude de la possibilité de travailler avec deux sécheurs au lieu de trois	65
1. Calcul de dimensionnement.....	65
2. Discussion des résultats.....	66
IV. Discussion des problèmes liés au vieillissement de tamis moléculaire	66
1. Influence du vieillissement des tamis sur la durée du cycle	68

INTRODUCTION

GÉNÉRALE

Introduction générale

Quelques années auparavant le gaz associé sortant des gisements de pétrole était brûlé au niveau des torches de la section de séparation, sachant que les infrastructures nécessaires permettant sa récupération et son recyclage n'étaient pas rentables du point de vue économique.

Le progrès technologique et le souci de valoriser ce gaz nous permettent aujourd'hui d'investir dans ce domaine afin de récupérer ce gaz et de le traiter pour produire le GPL et le gaz de gaz lift qui contribue à l'augmentation de la production pétrolière, vu qu'en comprimant celui-ci et en le réinjectant dans les puits de pétrole, on augmente de ce fait la pression de la colonne d'où l'augmentation du débit de production du puits c'est ce qu'on appelle la production assistée d'un puits de pétrole.

Dans ce contexte, la compagnie nationale SONATRACH a récemment installé une nouvelle usine de gaz dans le centre de production de GUELLALA, situé dans la région de Haoud Berkaoui. Cette usine est chargée de récupérer et de traiter le gaz provenant des trois principaux champs de cette région : HBK, BKA et GLA. L'acheminement de ce gaz vers l'usine est assuré par trois stations de compression.

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, c'est la source d'énergie fossile la plus propre et qui émet le moins de CO₂ d'où son importance dans le domaine industriel et dans d'autres domaines comme la production d'électricité. Cependant, le gaz extrait des gisements n'est pas utilisable à l'état brut, il doit subir des traitements pour pouvoir être utilisé, parmi ces traitements il y a la déshydratation qui est d'une extrême importance vu les nombreux problèmes que l'humidité présente dans le gaz puisse provoquer dans la chaîne de traitement.

L'origine de nombreux problèmes qui influent directement sur les équipements en aval de la section de déshydratation, est la teneur d'eau en élevée a cause de leur engendrant rapide, et le fonctionnement anormal qui a mettre une perturbation des installations de l'unité (le blocage des détendeurs par formation du givre ou il y a le risque de formation d'hydrates de gaz naturel). Pour éviter cette multitude de problèmes on fait appel aux procédés de déshydratation basés sur différentes technologies de traitement, tels que, la déshydratation par absorption, séparation par membrane, refroidissement et par adsorption (tamis moléculaires).

Ce problème de fonctionnement de l'hydrate nécessite une optimisation sur le plan technico-économique, il est nécessaire d'améliorer notre dévalent dans ce domaine.

Dans ce chemin, la déshydratation par adsorption représente la solution pour résoudre cet algorithme, telle que le traitement à base de tamisage est largement utilisé grâce à Le succès de son application dans le procédés séchage da gaz naturel, ce processus est dû principalement à son rendement élevé,

l'usine de traitement de gaz de Guellala est munie d'une unité de déshydratation sur tamis moléculaire.

L'objectif de ce travail est de calculer la quantité du tamis moléculaire nécessaire pour cette charge actuelle. On va également étudier la possibilité d'utiliser deux sécheurs seulement et Une partie de ce travail sera consacrée au problème de vieillissement des tamis, ses causes et ses conséquences, et les solutions possibles pour ralentir ce processus de vieillissement.

Pour présenter notre travaille, nous avons structuré notre mémoire en quatre parties et une conclusion générale.

Le premier chapitre Concerne une généralité sur le gaz naturel.

Après une explication la déshydratation et leur différent techniques dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre est destiné à la description de l'usine de Guellala.

Le quatrième chapitre pour effectuer nos calculs au niveau de l'unité de déshydratation dans sécheur a tamis moléculaire cas de Guellala et une étude sur le vieillissement des tamis.

Enfin, nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉ

SUR

LE GAZ

NATUREL

1. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable qui est aujourd'hui considérée comme la première option énergétique du 21^{ème} siècle, en raison de sa disponibilité et de sa qualité, qui joue un rôle de plus en plus important dans la production d'électricité. Le gaz naturel est un combustible fossile comme le pétrole ou le charbon qui se trouve naturellement dans les roches poreuses sous il est donc majoritairement composé d'hydrogène et de carbone d'où son nom d'hydrocarbure. Très omniprésente dans le monde son usage se développe rapidement à cause de ses nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, efficacité, qualités écologiques et les prix compétitifs [1].

2. Origine de la composition de gaz naturel

Dans une roche imperméable ou sédiment, un gisement de gaz naturel se présente dans une grande profondeur lié au pétrole ou bien tout sel, c'est à dire des origines distinguées avec une composition différente on peut classer ces hydrocarbures gazeux naturels à 03 modes différents :

A. Gaz bactérien

On appelle un gaz biochimique le mode ou la manière de formation du gaz bactérien, l'action de ces bactéries conduit généralement la formation du sulfure d'hydrogène (H_2S) qu'on trouve comme un constituant dans le gaz brut, aussi c'est dû à l'action des bactéries sur les débris organiques (animaux et végétaux) qui s'accumulent dans les sédiments. Où l'on trouve le soufre ce type de gaz est dit gaz impropre ou bien gaz sale [2].

B. Gaz inorganique

Ce mode reste très secondaire, c'est un gaz inorganique volcanique de sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques. Renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane [3].

C. Gaz thermique

Ce mode de gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des températures et pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, est donné à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbures [2.3].

3. Composition d'un gaz naturel

De bute d'étudier la vaporisation et calculer certaines propriétés en fonction de la température et de la pression d'un gaz, Le gaz naturel est un mélange de gaz d'hydrocarbures combustibles. Les constituants principaux du gaz naturel varient en fonction de leur source, ils sont généralement du Méthane jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}), et parfois des traces d'octane (C_8H_{18}), et d'autres hydrocarbures de masses moléculaires élevées. Certains composés aromatiques (BTX-benzène (C_6H_6), toluène (C_6H_5 , CH_3), et xylène (CH_3 , C_6H_4 , CH_3) peuvent également être présents, ce qui soulève des questions de sécurité en raison de leur toxicité. Le gaz naturel contient aussi des composés non-

hydrocarbures tels que, l'azote (N₂), le dioxyde de carbone (CO₂), l'hélium (He), l'hydrogène sulfuré (H₂S), la vapeur d'eau (H₂O), et d'autres composés sulfurés comme le sulfure de carbone (COS), mercaptans (par exemple, CH₃SH) et d'autres traces des gaz. Le dioxyde de carbone et le sulfure d'hydrogène sont généralement appelés « les gaz acides », car ils forment des composés corrosifs en présence d'eau. L'azote, l'hélium et le dioxyde de carbone sont aussi appelés diluants, car aucun de ces composés brûle, donc ils n'ont pas de pouvoir calorifique. Le mercure peut également être présent soit comme un métal en phase vapeur ou comme un composé organométallique dans les fractions liquides. Les niveaux de concentration sont généralement très faibles, mais même à des niveaux de concentration très faible, le mercure peut être nocif en raison de sa toxicité et ses propriétés corrosives [4.5].

Tableau (I.1) : Exemple de composition de gaz [6]

Composition (% volume)	Lacq	Parents	Groningue	San Salvo Cupelio	Frigg	Hassi R'Mel
Ne	1.50	-	0.01	21.62	0.40	5.84
He	-	-	-	-	-	0.19
H ₂ S	15.30	-	-	0.06	-	-
CO ₂	9.30	-	0.89	8.40	0.30	0.21
C ₁	69.00	73.60	81.30	60.18	95.59	83.72
C ₂	3.00	10.20	2.85	5.49	3.60	6.76
C ₃	0.90	7.60	0.37	2.78	0.04	2.09
C ₄	0.50	5.00	0.14	0.94	0.01	0.82
C ₅	0.20	1.70	0.04	0.33	-	0.22
C ₇	0.30	1.90	0.05	0.20	0.06	0.15

Remarque : même si il reste majoritairement la composition constitue de méthane mais il reste tout jour une variation d'un gisement à un autre qui mètre la déférence.

4. Les sources du gaz naturel

Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de matières organiques (organismes marins, animaux et végétaux) qui a mis des millions d'années à se former dans l'écorce terrestre .Ces matériaux sont piégés dans les sédiments est souvent désignée sous les noms de "réservoir", " Champ " ou "gisement". Et par l'action de bactéries capables de vivre sans oxygène, elles se transforment en kérogène .Entre 2 et 4 kilomètres sous l'effet de la pression et température augmente (entre 50 et 120°C) le kérogène se décomposé en pyrolyse, cette décomposition thermique expulse deux hydrocarbures : le gaz naturel et le pétrole stockés dans une roche appelée roche-mère. On distingue généralement trois types de gaz naturel : [4].

- Le gaz non associé qui n'est pas en contact avec l'huile.
- Le gaz associé "gas-cap gas" qui surmonte la phase huile dans le réservoir.
- Le gaz associé "dissous" dans l'huile dans les conditions de réservoir.

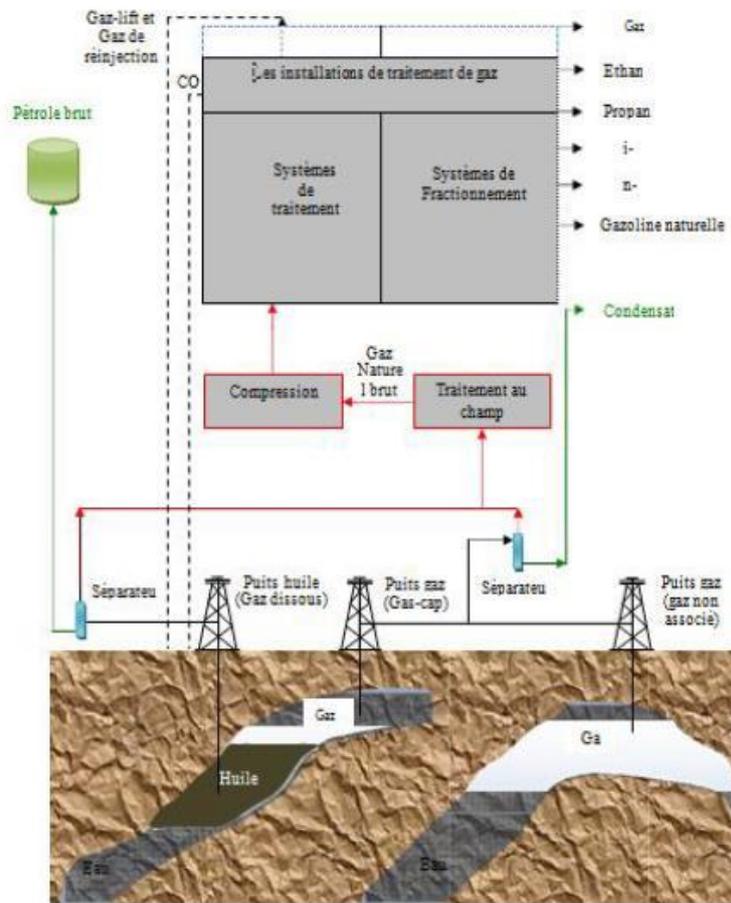


Figure (I.1): les différentes sources de gaz naturel [7].

4.1.Type de gisement conventionnel

Un réservoir à partir duquel des puits de pétrole et de gaz peuvent être forés, coulant naturellement ou pompés vers la surface

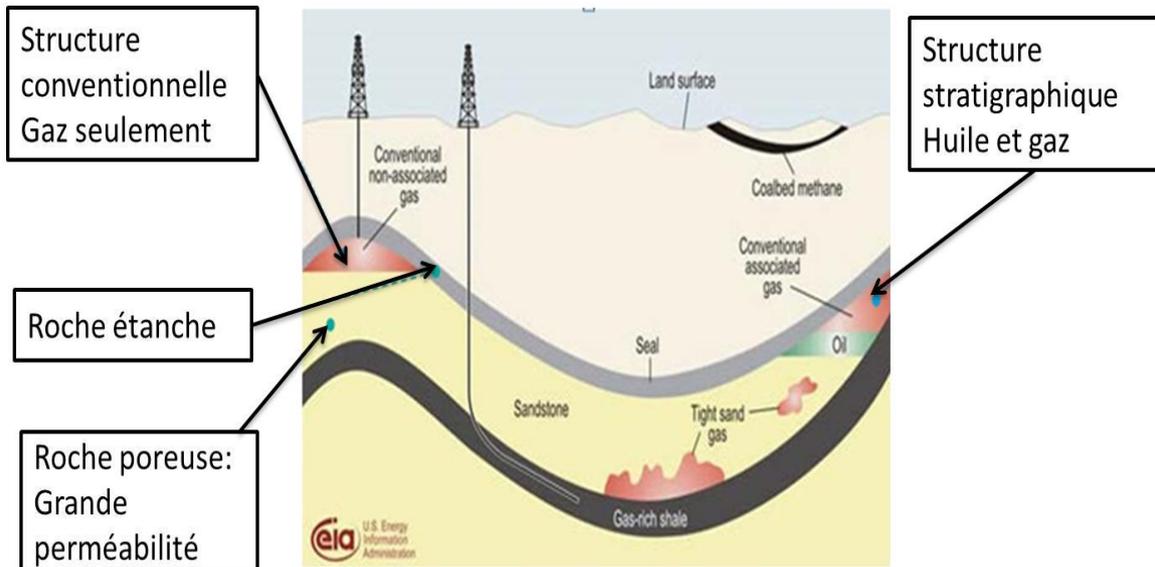


Figure (I.2) : Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement conventionnel) [7]

4.2.Type de gisement Non-Conventionnel :

Ressource gazière ou pétrolière présente dans une roche de faible perméabilité ne permettant pas à ces produits de migrer naturellement [7].

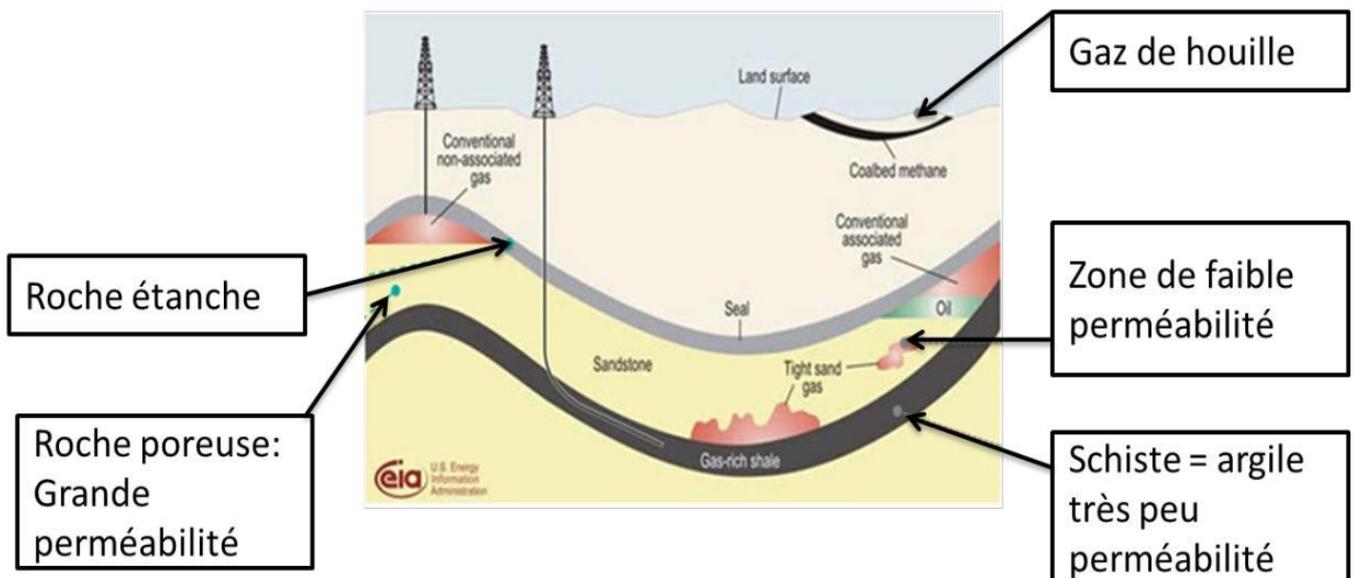


Figure (I.3) : schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement non-conventionnel) [7]

5. Caractéristiques du gaz naturel

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, informe et plus léger que l'air.

Le gaz naturel à l'étape finale a les caractéristiques suivantes :

A. La masse volumique : d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m^3 . elle est fonction de la température et de la pression [8].

B. Volume massique: Il représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en m^3/Kg .

C. Densité : La densité des gaz naturels couramment mesurée sur les champs par des valences Qui comptent à la même température. La densité du gaz peut être obtenue à partir de sa masse Moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation [8] :

$$\text{Densité de gaz} = \text{masse moléculaire} / 29$$

Le pouvoir calorifique (PC) : C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, la combustion étant effectuées à la pression atmosphérique et à une température. Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube (J/m³), il se divise en deux [9]:

- **Pouvoir calorifique supérieur (PCS) :** correspond à la chaleur totale dégagée lorsque Tous les produits de la combustion sont ramenés à la température ambiante. L'eau formée reste à l'état liquide [9].
- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :** correspond à une réaction de combustion dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur [9].

6. Les différents types de gaz naturel

Le gaz naturel se présente sous plusieurs formes selon son origine Leur composition et leurs types de réservoirs dans lesquels ils se trouvent C'est ce qui conduit à distinguer les types suivants :

- A. Gaz sec :** ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds [10].
- B. Gaz humide :** formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane que le gaz sec.
- C. Gaz à condensât :** forme une phase liquide dans le réservoir en cours de production par condensation rétrograde [11].
- D. Gaz associé :** coexistant dans le réservoir avec une phase « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous [11].

7. L'industrie gazière en Algérie

Les informations que vous avez fournies indiquent que l'Algérie a connu des découvertes récentes de gaz et de pétrole, ce qui devrait entraîner une augmentation significative de ses réserves dans les années à venir. La production commerciale de gaz naturel en Algérie a débuté en 1961, et en 1997, elle a dépassé celle de pétrole brut pour la première fois.

En 2004, l'Algérie a produit 82 milliards de mètres cubes de gaz naturel, se classant ainsi au cinquième rang mondial et en tête des pays membres de l'OPEP en termes de production de gaz. Cette production représentait 54% de la production totale d'hydrocarbures en Algérie.

En 2002, l'Algérie a consommé 20 milliards de mètres cubes de gaz naturel, soit environ 26% de sa production. Le gouvernement a encouragé l'utilisation domestique du gaz naturel, qui représentait 63% de la consommation totale d'énergie du pays cette année-là.

L'Algérie prévoit une croissance importante de ses exportations de pétrole brut grâce à l'utilisation rapide du gaz naturel pour la distribution des produits pétroliers dans le secteur domestique. Le pays cherche à étendre son commerce de gaz naturel et recherche des investissements étrangers dans ce secteur. En 2010, le gouvernement algérien a annoncé l'interdiction de la torche de gaz naturel afin d'augmenter la production des champs de gaz associés.

En tant qu'important exportateur de gaz naturel, l'Algérie exporte du gaz vers ses principaux clients, notamment l'Europe et les États-Unis. En 2000, l'Algérie fournissait environ un cinquième des importations de gaz naturel de l'Union européenne, se classant ainsi en deuxième position derrière la Russie.

L'Algérie prévoit d'augmenter considérablement sa capacité de production de gaz dans les années à venir en attirant davantage d'investissements étrangers. Le gouvernement a pour objectif de doubler le nombre de compagnies en activité en Algérie, de restructurer l'industrie locale du gaz et du pétrole, ainsi que de mettre en place de nouveaux organismes de réglementation. En ce qui concerne le raffinage, l'Algérie dispose d'une capacité importante répartie entre plusieurs raffineries, notamment Skikda (300 000 barils par jour), Arzew (60 000 barils par jour), Alger (60 000 barils par jour) et Hassi Messaoud (30 000 barils par jour). Des projets de raffineries sont en cours, notamment à Skikda (5 millions de tonnes par an), à Adrar (600 000 tonnes par an de pétrole brut à partir de dix gisements de SBAA) et à Tiaret. Une quatrième raffinerie en phase de maturation est prévue dans la future zone industrielle de Beni Saf [12].

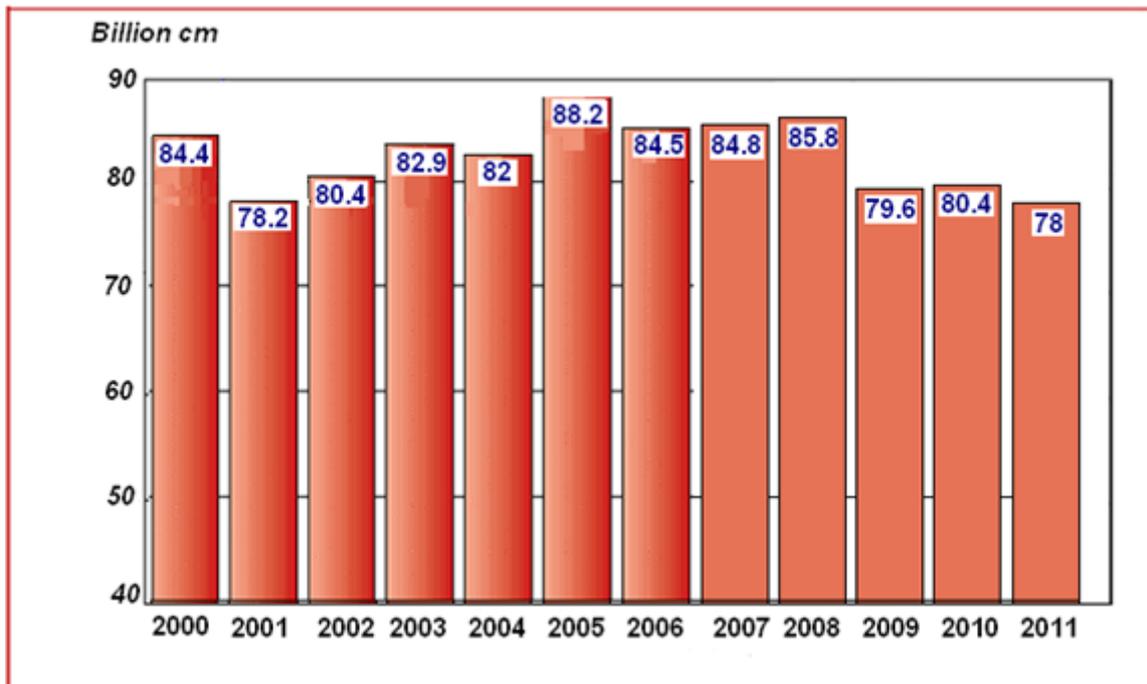


Figure (I.4) : La production de gaz naturel en Algérie [12]

8. Domaine Utilisation de gaz naturels

Le gaz naturel est une source d'énergie versatile qui peut être employée dans multi-axes [13.14]

8.1. Industrie de l'automobile

essence, diesel sont des combustibles pour les véhicules, qui sont cause des problèmes dans la nature, le gaz naturel représente une énergie propre dans le monde tel que des millions de véhicules fonctionnant au gaz naturel circulent dans le monde, à cause de ces propriétés. On estime que les voitures utilisant ce type de combustible émettent 20 % de gaz à effet de serre en moins que les véhicules à essence ou diesel.

8.2. Utilisateurs domestiques

Cuisiner, laver, sécher, faire chauffer de l'eau ou chauffer une maison ce sont des applications domestiques débouchées. Les par le gaz naturel si le choix du monde dans ce secteur, Les frais d'exploitation du matériel fonctionnant au gaz naturel sont généralement plus faibles que ceux liés à d'autres sources d'énergie.

8.3. Production d'électricité

La consommation mondiale de l'électricité dans une croissance sur tout dans les pays industrialisés et les pays en voie de développement qui a vu une forte augmentation, donc le gaz naturel représente la grande partie de la production de l'électricité dans le monde. Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son faible coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que les centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

8.4. Le secteur industriel

Par mais les matières de bas dans l'industrie chimique notablement pour la pétrochimie et le raffinage on a Le gaz naturel, il est utilisé dans la synthèse de l'ammoniac, l'urée et la synthèse de méthanol entre dans la fabrication de la pâte à papier il peut également employer cette fonction comme une matière premier pour les additifs des essences au niveau mondiale.

9. Avantages et inconvénients du gaz naturel

Le gaz naturel est considéré comme une énergie attractive devienne plus en plus le premier dans la consommation énergétique ou monde à raison de [15] :

Avantages

- Le gaz naturel est une source d'énergie écologique et propre, il contient de constituants mineurs produisant de la pollution locale
- Le gaz naturel est une source d'énergie de prix raisonnable et économique (le KWh de gaz naturel est environ deux fois moins cher que celui du fuel).
- Le gaz naturel est un hydrocarbure d'un pouvoir calorifique raisonnable et une efficacité énergétique (PCS=10 kWh/Nm³).
- Le gaz naturel c'est de la base pour l'industrie chimique et pétrochimique pour une variété des produits, comme l'hydrogène, le méthanol et l'ammoniac. Il est mieux réparti à la surface du globe que le pétrole, lequel a ses réserves massivement concentrées dans les pays du moyen orient.

Inconvénient

- Les réserves du gaz naturel sont limitées.
- Il est difficile à stockage
- Le prix du gaz naturel est symbolique par rapport ou pétrole

10. Transport de gaz naturel

Le transport de gaz naturel se fait principalement par pipelines (tuyaux). Le gaz naturel est compressé dans des stations de compression et ensuite transporté à haute pression dans les pipelines sur de longues distances. Les pipelines de gaz naturel sont généralement fabriqués à partir d'acier ou de matériaux composites renforcés de fibre de verre.

Les pipelines de gaz naturel peuvent être utilisés pour transporter du gaz entre les champs de production et les centres de consommation, tels que les usines de traitement, les centrales électriques et les zones urbaines. Les pipelines sont également utilisés pour transporter le gaz liquéfié (GNL) depuis les terminaux de liquéfaction vers les centres de consommation.

Le transport de gaz naturel par camion-citerne est une autre méthode, mais elle est principalement utilisée pour les petites quantités de gaz naturel ou dans les zones où il n'y a pas de pipelines [16].

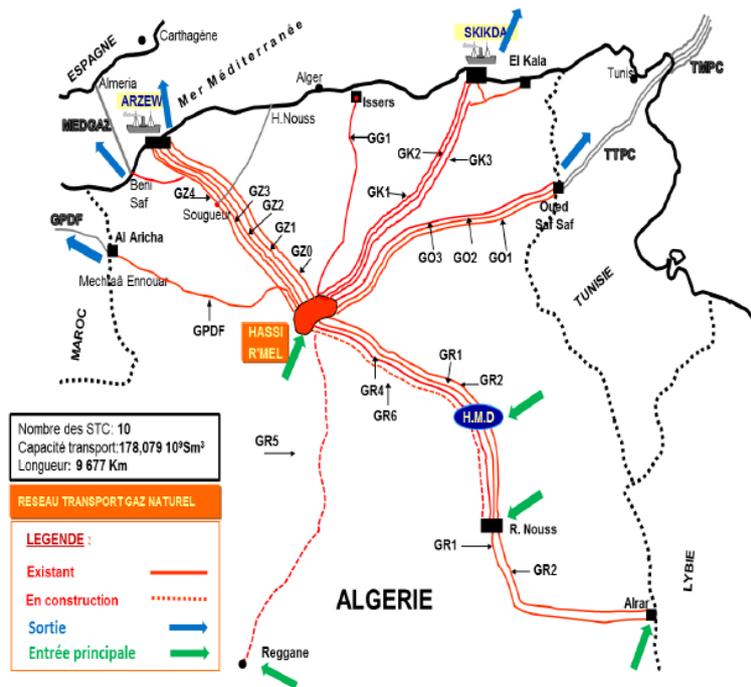


Figure (I.5) : Carte de réseau de transport de gaz naturel en Algérie

11. Stockage de gaz naturel

Le stockage de gaz naturel est un processus qui consiste à stocker du gaz naturel dans des installations de stockage souterraines ou en surface pour une utilisation future. Le gaz naturel est stocké sous pression dans des réservoirs géologiques ou dans des réservoirs artificiels. Le stockage de gaz naturel est important car il permet de maintenir une offre constante de gaz naturel pour répondre à la demande en périodes de pointe ou en cas de perturbation de l'approvisionnement. Les réservoirs de stockage du GNL peuvent se différencier en :

- réservoirs aériens;
- réservoirs enterrés;
- réservoirs semi- enterrés.

Il existe différents types d'installations de stockage de gaz naturel, notamment les installations de stockage souterraines, les installations de stockage en surface, les installations de stockage liquide et les installations de stockage de gaz comprimé. Chaque type d'installation présente ses propres avantages et inconvénients en termes de coût, de capacité de stockage, de sécurité et de facilité d'utilisation [17].

12. Technique du traitement du gaz naturel

Le gaz dans les puits est constitué d'eau, d'hydrocarbures lourds et de gaz acides, ce qui n'est pas conforme aux spécifications commerciales, donc le gaz fait l'objet d'opérations de séparation partielle de ces composants, car il existe plusieurs opérations de traitement du gaz dans le monde, et le choix de l'un d'entre eux dépend des critères suivants :

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

Par conséquent, il doit être au moins partiellement éliminé :

- L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 corrosif.
- Le mercure corrode les équipements fabriqués en aluminium.
- L'eau conduisant à la formation des hydrates.
- Les hydrocarbures lourds condensant dans les réseaux de transport.
- L'azote N_2 : de valeur thermique nulle.

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

Dans le cas de transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide, le bouchage de conduite par des hydrates et une corrosion trop importante.

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

12.1. Elimination de l'eau

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

L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par adsorption sur des tamis moléculaires [16].

12.2. Extraction des hydrocarbures liquides

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz associé suivant des procédés de refroidissement tels que [16] :

A. Procède de RITCHARD

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant et une détente par une vanne dite vanne Joule Thomson [19].

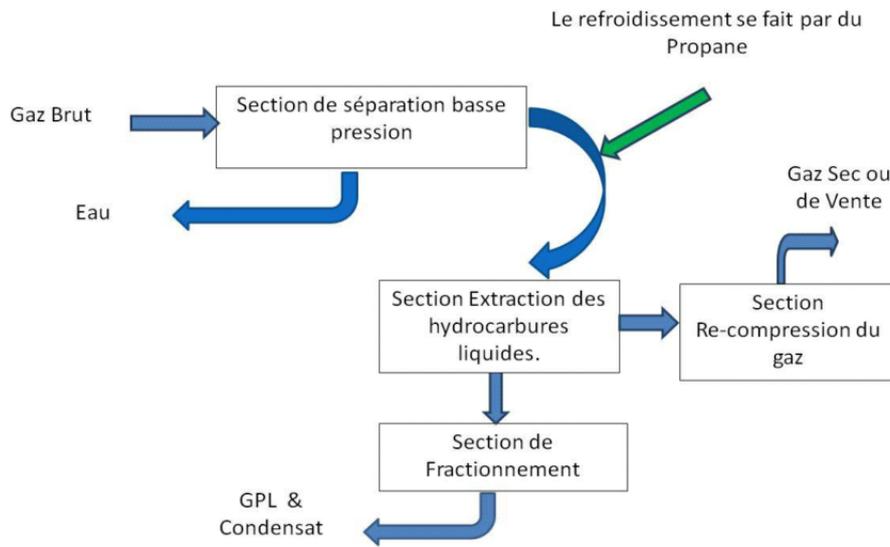


Figure (I.6) : étape du procédé Pritchard [19]

B. Procède de HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente à travers une vanne Joule Thomson et une machine dynamique appelée « Turbo Expander »

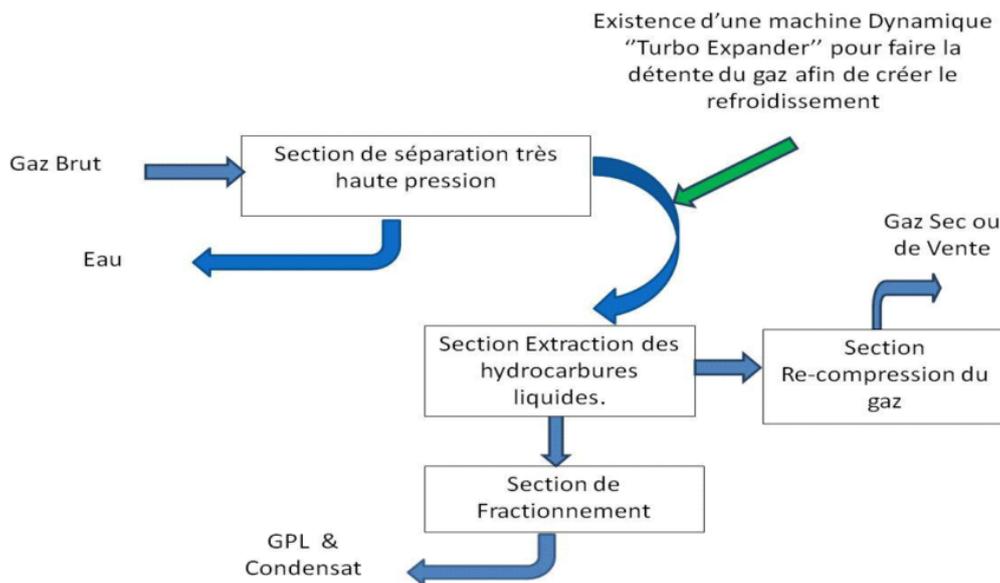


Figure (I.7) : étape de procédé Hudson [19]

C. Le procédé mixte

Est une combinaison entre les deux précédant, il utilise à la fois une boucle de propane et un Turbo-Expander. La température finale obtenue grâce aux refroidissements atteindre - 65 °C [19].

12.3. La stabilisation et le fractionnement :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l’effluent, en deux phases et par distillation [16].

➤ **La stabilisation :**

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

➤ **Le fractionnement :**

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

CHAPITRE II

DÉSHYDRATATION

I. Hydrates

1. Définition des hydrates

L'hydrate de gaz est un matériau cristallin solide qui a une apparence semblable à la glace composé d'eau et le gaz naturel qui se forme à basse température et à haute pression, ils se forment pratiquement avec les hydrocarbures suivants : méthane, éthane, propane, butane et également avec le gaz carbonique CO_2 et l'hydrogène sulfuré H_2S . Les hydrates de gaz représentent un réservoir important de gaz naturel [20].

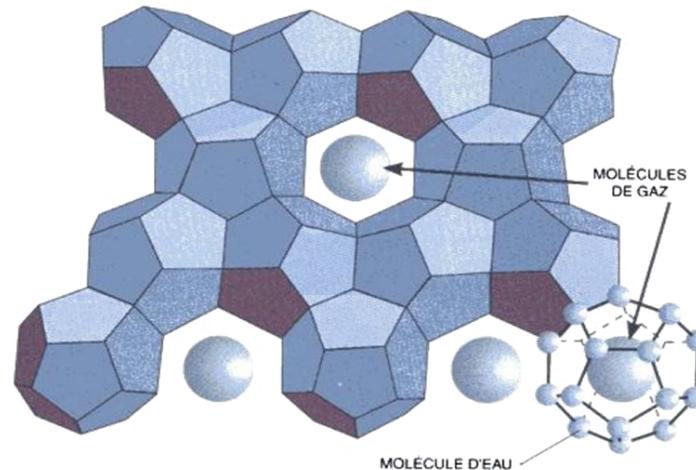


Figure (II.1) : représentation schématique d'un des types possibles d'hydrate de gaz

2. Structures des hydrates

L'analyse par rayons X des cristaux de différents hydrates a permis d'identifier les trois structures suivantes :

2.1. Hydrates de Structure I (S.I)

Cette structure est composée de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane et dioxyde de carbone [21].

La structure SI est constituée de deux types de cavités :

- Deux cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Six cavités constituées de 12 faces pentagonales et 2 faces hexagonales ($5^{12} 6^2$).

2.2. Hydrates de Structure II (S.II)

136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures suivants : propane, i-butane, nbutane et l'azote.

La structure SII est constituée de deux types de cavités :

- Seize cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Huit cavités constituées de 12 faces pentagonales et 4 faces hexagonales ($5^{12} 6^4$).

2.3. Hydrates de Structure H (S.H)

Composé de 34 molécules d'eau.

La structure H est composée de trois types de cavités [21] :

- Trois petites cavités constituées de 12 faces pentagonales (5^{12}).
- Une grande cavité constituée de 12 faces pentagonales et 8 faces hexagonales ($5^{12}6^8$).

Tableau (II.1) : Caractéristique cristallographique des trois structures d'hydrate [22]

Structure	I	II	H
Système cristallin	Cubique	Cubique	Hexagonal
Description de la maille	Simple	Face centrée	Hexagonale
Paramètres de maille	$a = 12 \text{ \AA}$ $\alpha = \beta = \gamma = 90^\circ$	$a = 17,3 \text{ \AA}$ $\alpha = \beta = \gamma = 90^\circ$	$a = 12,2 \text{ \AA}$ $c = 10,1 \text{ \AA}$ $\alpha = \beta = 90^\circ, \gamma = 120^\circ$
Stœchiométrie idéale	$6(5^{12}6^2).2(5^{12})$;	$8(5^{12}6^4).16(5^{12})$;	$1(5^{12}6^8). 3(5^{12}).$ $2(4^35^66^3).$
Nombre de faces :			
Hexagonales	6	16	7
Pentagonales	48	144	30
Carrées			3

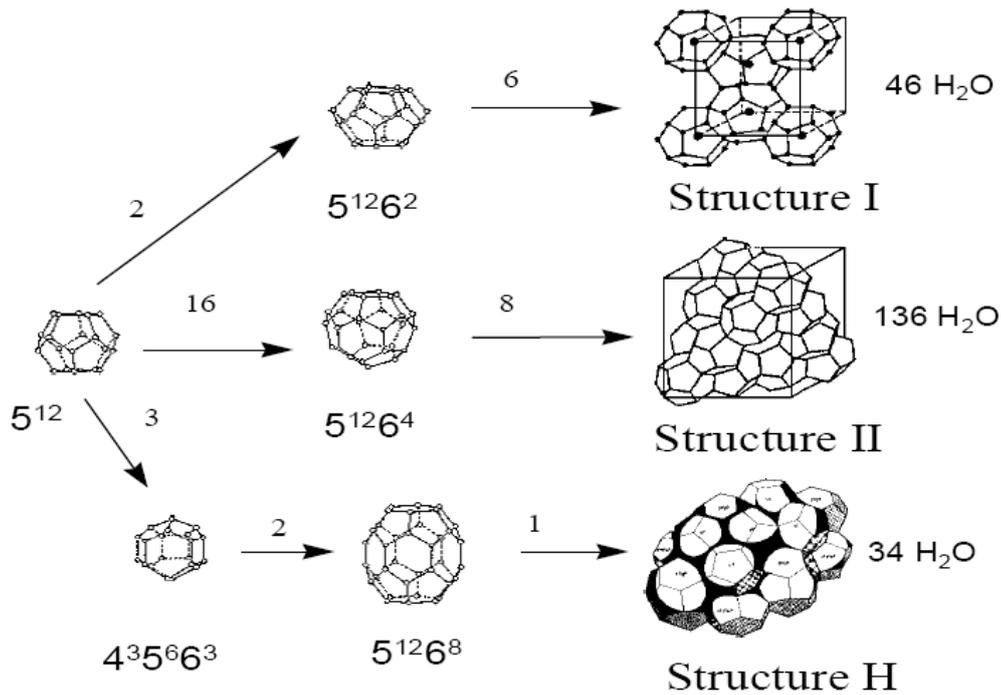


Figure (II.2) : cellules unités et composition des structures I, II et H [23]

3. Les conditions de formations des hydrates

Le phénomène de formation d'hydrates est le principal problème dans la production et le transport du gaz naturel, il se produit lorsque les conditions suivantes [6] :

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

- Les haute Pression.

La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs :

- Tourbillons
- Vitesse du gaz
- Coude, orifice, changement de φ
- Phénomène auto amplifié



Figure (II.3) : courbe de formation d'hydrate

4. Prévention des hydrates

La formation des hydrates peut être évitée en se plaçant en dehors des conditions thermodynamiques de formation des hydrates. Ceci peut être réalisé en augmentant la température à une pression constante donnée, ou en abaissant la pression à une température constante donnée. Si c'est impossible [24] on utilise les techniques de prévention d'hydrates suivantes :

- Chauffages
- Réduction de pression
- Utilisations d'inhibiteurs
- Déshydratation

4.1. Chauffages

Le chauffage de la conduite est une solution particulièrement adaptée dans le cas d'une chaîne de montage courte, mais si les distances sont longues, cette méthode est coûteuse. Le gaz naturel est passé dans ces conduites pour le maintenir au-dessus du degré de formation d'hydrates. [24]

4.2. Réduction de pression

La décompression à température constante est un moyen de mettre fin au régime de formation d'hydrates. Cependant, la détente des gaz s'accompagne généralement d'une chute de température qui va à l'encontre de l'effet recherché. La décompression ne peut supprimer le bouchon d'hydrate que si elle est effectuée de manière presque isotherme. Cela signifie que le tuyau n'est pas isolé et que le processus d'expansion est suffisamment lent [25].

4.3. Utilisation des inhibiteurs

L'inhibiteur fonctionne comme un antigel. Ce sont des solvants miscibles dans la phase aqueuse et qui peuvent abaisser la température de formation des hydrates. En général il existe deux types d'inhibiteurs d'hydrates utilisés qui sont :

- Les inhibitrices thermodynamiques (THI)
- Les inhibiteurs d'hydrate de faible dose (LDHI)

A. Inhibiteurs thermodynamiques

Les inhibiteurs thermodynamiques comprennent le méthanol, l'éthanol, le MEG (mono éthylène glycol), le DEG (di éthylène glycol) et le TEG (tri éthylène glycol), ainsi que les mêmes. Ceux-ci modifient le potentiel chimique de l'eau pour réduisant la température à laquelle les hydrates se forment. En 1939, on dit que la forme empirique de Hammerschmidt ne respectait pas la température de formation des hydrates en raison de l'inhibition :

Avec les notations suivantes :

$$T = \frac{K}{M} \times \frac{W}{100 - W}$$

W: Concentration en pourcentage massique d'inhibiteur;

M: Masse molaire de l'inhibiteur:

K: Coefficient empirique (K =1297 pour les solutions de méthanol, propanol, ammoniac K=2222 pour l'éthylène glycol);

AT: Abaissement de la température de formation des hydrates dû à l'inhibiteur (°C).

Cette relation ne peut être utilisée que pour les concentrations limitées en solvant. C'est ainsi que dans le cas du méthanol, elle ne doit pas être employée pour une fraction molaire [26].

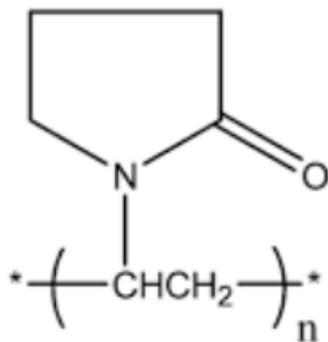
B. Inhibiteurs d'hydrates à faible dose

Représenté dans :

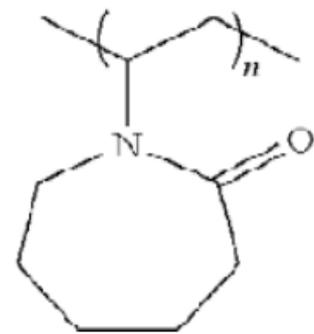
a. Inhibiteurs cinétiques

Les inhibiteurs cinétiques sont des oligomères ou copolymères hydrosolubles qui empêchent la formation de bouchons d'hydrates en s'adsorbant à la surface des hydrates et en ralentissant la formation de cristaux d'hydrates. Ils sont dissous dans un solvant porteur et injectés dans la phase aqueuse à l'intérieur du tube. De plus, les effets des inhibiteurs cinétiques sont temporaires, et le méthanol sans seul sera nécessaire pour le redémarrage. Ces inhibiteurs sont généralement respectueux de l'environnement.

La polyvinylpyrrolidone (PVP) a été définie comme un inhibiteur de l'exercice de première génération. Trois autres inhibiteurs cinétiques ont été découverts. Ces inhibiteurs sont considérés comme des inhibiteurs dynamiques de deuxième génération.



Polyvinylpyrrolidone (PVP)



poly (n-vinylcaprolactam)

Figure (II.4) : formules de quelques inhibiteurs cinétiques

b. Anti-agglomérants (AA)

Les anti-agglomérants (AA) sont des tensioactifs qui causent la suspension de la phase d'eau sous forme de petites gouttelettes (sous forme d'une émulsion). Lorsque les gouttelettes d'eau en suspension se transforment en hydrates, les caractéristiques d'écoulement sont maintenues sans formation de bouchons d'hydrates. Ils permettent aux cristaux d'hydrates de se former, en maintenant les particules en petite taille et dispersées dans le liquide des hydrocarbures. Ils empêchent ainsi la formation de bouchons d'hydrates plutôt que la formation d'hydrates.

L'efficacité des agents de démoulage peut être affectée par le type d'huile ou de condensat, la salinité de l'eau et la quantité d'eau produite. Les agents de séparation ne peuvent être utilisés pour générer du gaz que s'il y a suffisamment de condensat pour que la teneur en humidité résultante soit inférieure à 50 %. Les agents de démoulage sont intrinsèquement toxiques et peuvent hydrater les cristallites et rester dans la phase condensat/huile [26].

II. Déshydratation

1. Déshydratation en générale

Parfois, il est appelé unité de déshydratation (DHU) ou déshydrater,

La présence du teneur en liquide dans le gaz cause des problèmes ou neveu de l'exploitation de sou, produite pétrolier (le produite finale ne doit pas dépasser les 50 ppm selon les normes), donc La déshydratation est un procédé d'élimination est minimise des molécules d'eau liquide ou vapeur (la teneur en eau) ou de carburent contenues dans le gaz, par utilisation des moyens physiques ou chimiques comme un catalyseur [6.27].

2. Le but d'élimination de la teneur d'eau

La déshydratation est une étape essentielle dans la thérapeutique de GN à l'intérêt de

- Eliminer la vapeur d'eau du gaz
- Pour éviter la corrosion des équipements et de la tuyauterie surtout si le gaz de séparation contient du CO_2 car $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{Acide carbonique}$ (qui n'existe qu'en solution sous forme ionique)
- Supprimer le risque d'arrivées de gouttelettes dans les rotors des compresseurs centrifuges
- Diminuer les pertes de charges dans les pipelines & l'accumulation d'eau libre dans les points bas
- Permettre les traitements en aval tel que dégazolinage & récupération des GPL
- Diminuer la charge de travail des sécheurs à tamis moléculaires en amont des turboexpandeur
- Pour éviter la formation des hydrates et la formation des cristaux et colmater des canalisations ce qui peut être freiné l'écoulement des flux hydrocarbures gazeux et formation de la mousse [6.28] :

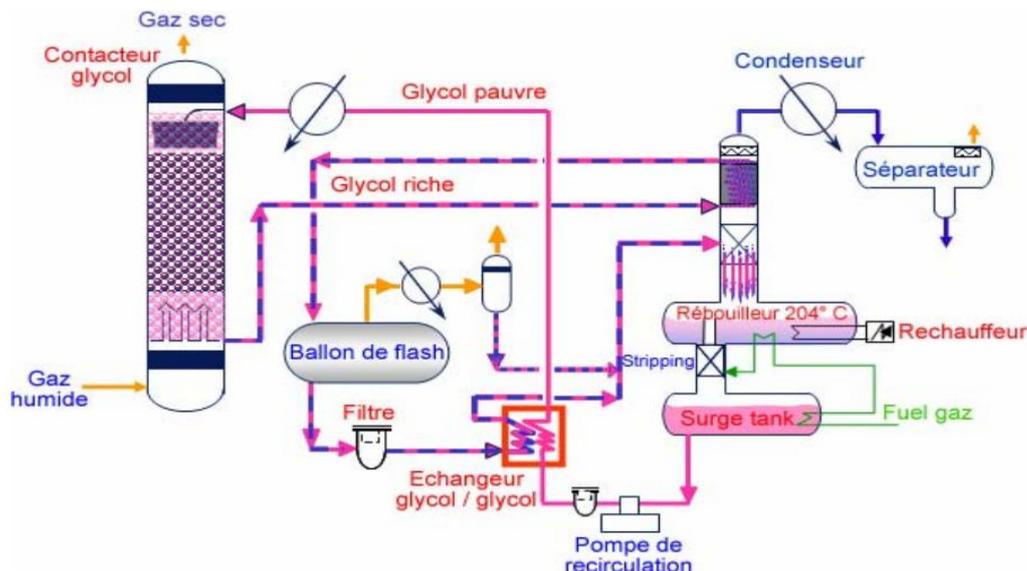


Figure (II.5) : procédé de déshydratation [29].

Pour supprimé ces problèmes, il existe plusieurs procédés pour déshydrater le gaz nature.

3. Les déférentes méthodes de déshydratation

Il existe des modes distingue pour le séchage de gaz naturel les quelle :

- Membranes (La perméation gazeuse)
- L'absorption
- L'adsorption
- Refroidissement (fractionnement par condensation)

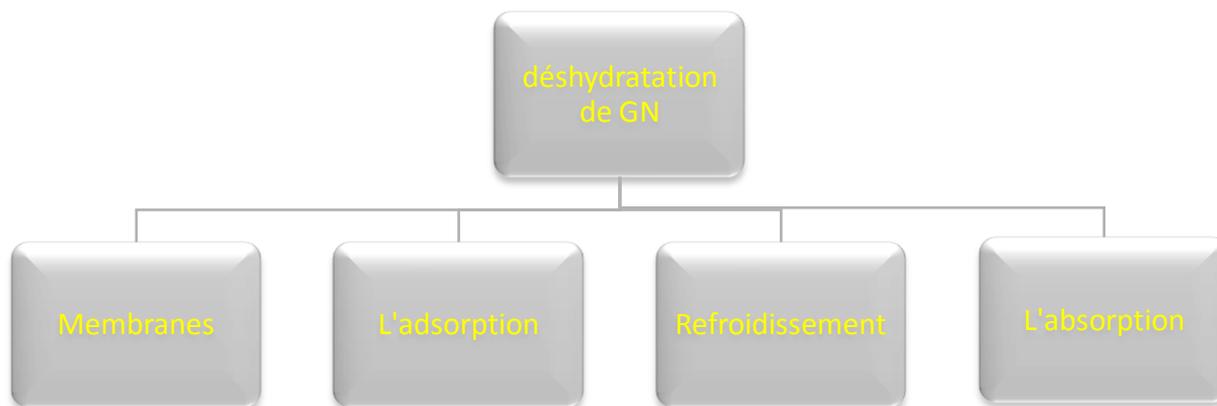


Figure (II.6) : unité de déshydratation

3.1. Déshydratation par perméation gazeuse (membrane)

C'est un procédé permet de séparer des mélanges gazeux, utilisent la séparation par passage sélectif (perméation) d'un ou plusieurs composés.

Les membranes sont réalisées en polymères poreux, donc à travers une couche mince et continue d'un polymère sélectif se l'on la composition du gaz naturel, sous l'effet de différences haut pression (plusieurs dizaines de bars).

La charge entrant dans Le perméateur est alimente par le mélange gazeux avec une pression très élevé, Le retentât est récupéré à une pression égale (aux pertes de charge prés) à celle de l'alimentation, le perméat est récupéré à une pression très inférieur à celle de l'alimentation, ce transfert est basé sur la théorie de la diffusion.

La différence de pression entre le flux entrant et le flux du perméat crée la force motrice de la séparation, la fraction du flux d'entrée qui passe à travers la membrane est appelée taux de conversion [30].

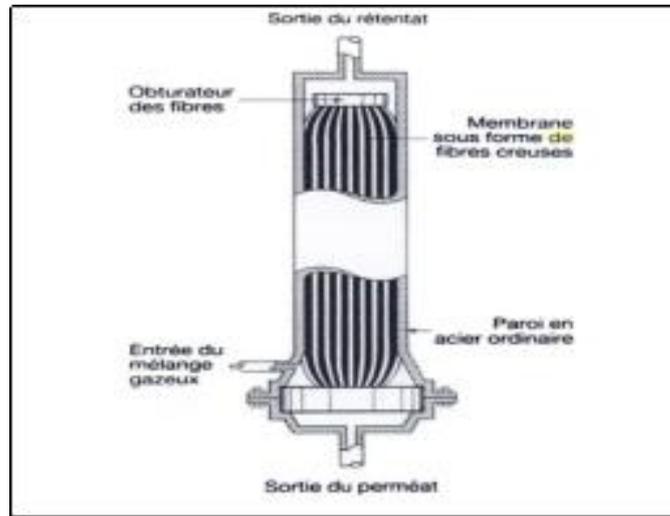


Figure (II.7) : schéma de déshydratation par membrane [31]

3.2. Déshydratation par Refroidissement

Appelée aussi "Cold frac", Ce principe, représente dans la figure (II.8) : l'abaissement de température de gaz pour retenir les espèces indésirables puis en les séparer avec la séparation liquide / gaz.

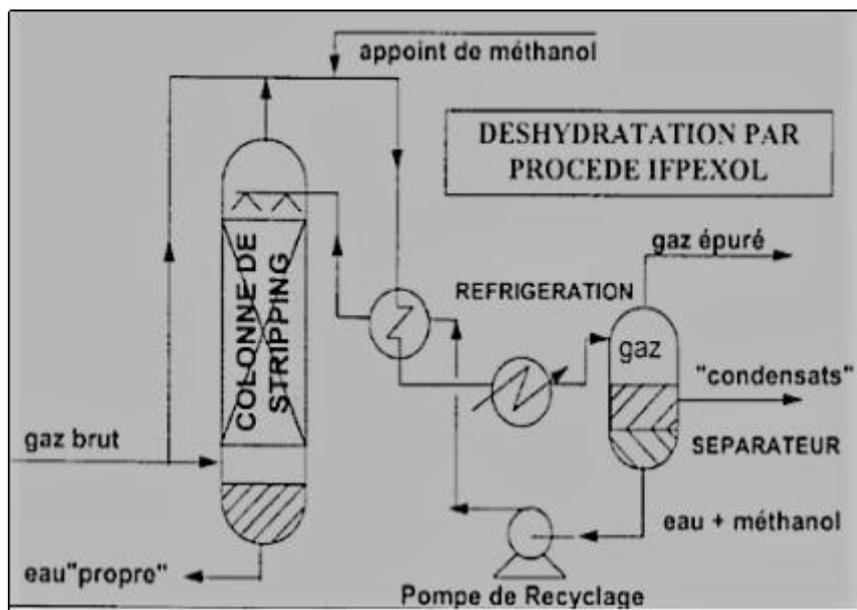


Figure (II.9) : schéma de déshydratation par refroidissement [32]

Le refroidissement pour condenser la molécule d'eau de la phase liquide avec injection d'inhibiteur (glycol ou méthanol) pour éviter la formation d'hydrates. Cette méthode est utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée eau et hydrocarbures du gaz naturel, cet inhibiteur est partiellement régénéré puis recycle.

Généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption, le risque de refroidissement des hydrates et de formation de bouchons de glace dans les pipelines [2..32.33].

3.3. Déshydratation par l'absorption

L'absorption permet la séparation à contre-courant d'un ou plusieurs constituants d'un mélange gazeux par dissolution de ceux-ci dans un liquide entraîneur, appelé solvant.

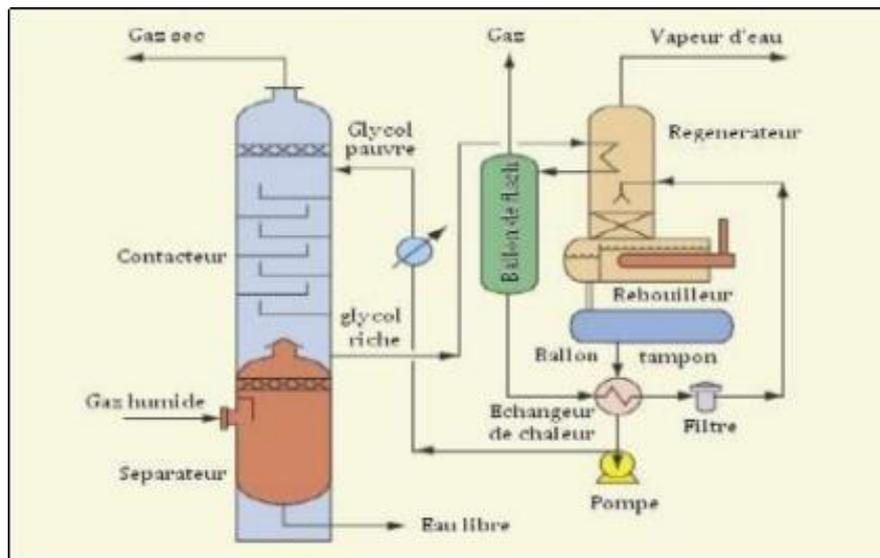


Figure (II.10) : schéma de déshydratation par absorption [34]

3.3.1. Le principe

Cette méthode de déshydratation utilise le transfert de masse de la molécule d'eau dans un solvant liquide, à l'aide d'un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau [35].

3.3.2. Fonctionnement de la colonne d'absorption

Lavage à contre-courant avec un solvant, L'absorption c'est un procédé dans lequel la vapeur ou la teneur d'eau est extraite du gaz naturel, elle utilise un solvant a une forte affinité et attraction spécifique pour l'eau, il existe nombreux type de solvant par mais ces type on a le Glycol. Généralement on utilise des colonnes à garnissage, qui permettent d'offrir une surface de contact gaz/liquide très importante.

La déshydratation de Glycol est un processus d'élimination de l'eau du gaz naturel l'aide du Glycol. Il existe plusieurs isomères, mais les plus couramment et largement utilisé dans l'industrie Est le Tri-éthylène glycol (TEG), dans ce procès le tri-éthylène glycol est alimenté vers le haut de l'absorbeur où il est en contact avec le flux de gaz naturel humide (alimenté en pied de colonne). Le glycol élimine l'eau du gaz naturel par absorption physique. Le gaz naturel sec quitte le haut de la colonne d'absorption et alimenté à un système de canalisation ou à une usine de gaz.

Le TEG nanti, quitté l'absorbeur vers un ballon flash où les vapeurs d'hydrocarbures sont éliminés et les hydrocarbures liquides sont écrémés de glycol pour réduit la pression avant la régénération de solvant, Après avoir quitté le ballon flash, le glycol riche est chauffé dans un échangeur à contre-courant et acheminer vers le stripper (également connu comme le régénérateur).

Le TEG stripper se compose d'une colonne, un condenseur au-dessus et un rebouilleur. Le glycol est thermiquement régénéré pour enlever l'excès d'eau et de retrouver la pureté du glycol élevé. Le TEG pauvre chaud est refroidi par échange de chaleur à contre-courant avec le TEG riche. Il est ensuite acheminer vers une pompe où la pression est élevée à celle de l'absorbeur. Après l'augmentation de la pression, le solvant pauvre est refroidi à nouveau avec des aéro-réfrigérants avant d'être alimenté à l'absorbeur

Parfois, un deuxième solvant moins volatil est utilisé pour récupérer le premier solvant [35.36].

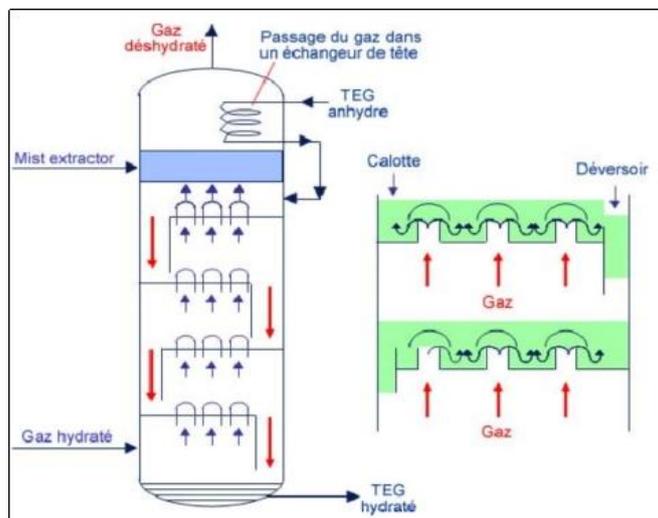


Figure (II.11) : colonne d'absorption (appelé aussi contacteue) avec refroidisseur en tête [6]

3.3.3. Type d'absorbants

- Le Mono éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$;
- Le Di éthylène glycol (DEG) $C_4 H_{10}O_3$;
- Le Tri éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$;
- Le Méthanol CH_3OH ;
- L'Ammoniac NH_3 [34] ;

3.3.4. Propriétés physico-chimiques du glycol

Dans le tableau suivant ont représenté les propriétés physico-chimiques les plus importantes pour les différents types de glycol :

Tableau (II.2) : propriété physico-chimiques du glycol [38.37]

	Mono éthylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol	Titra éthylène glycol
sigle	MEG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	$C_8H_{18}O_5$
Masse molaire (Kg/K Moles)	62.068	106.122	150.175	194.228

Point de fusion C°	-13	-10.45	-07.35	-5
Point d'ébullition C°	197.3	245	277.85	307.85
TVR à 25 C°	12.24	0.27	0.05	0.007
Densité à 25 C° (Kg/m3)	1.110	1.113	1.119	1.120
Viscosité absolue 25 C° (pa.s)	0.07771	0.03020	0.03673	0.04271
Viscosité absolue à 60 C° (pa.s)	0.00522	0.00787	0.00989	0.01063
Chaleur spécifique j/kg K°	2395	2307	2190	2165
Point d'éclair C°	111.1	123.89	176.67	196.11

4. Déshydratation par adsorption :

L'adsorption est un phénomène physico-chimique se traduisant en particulier par une modification de concentration à l'interface de deux phases non miscibles. Le principe de l'adsorption repose sur la propriété de fixation de certains gaz à la surface d'un solide sous l'effet de forces d'interactions entre les molécules du gaz et les atomes du solide. Le matériau, siège de l'adsorption, est appelé adsorbant. Adsorption est une technique très utilisée dans les procédés cryogéniques pour déshydrater le gaz à des teneurs très faibles.

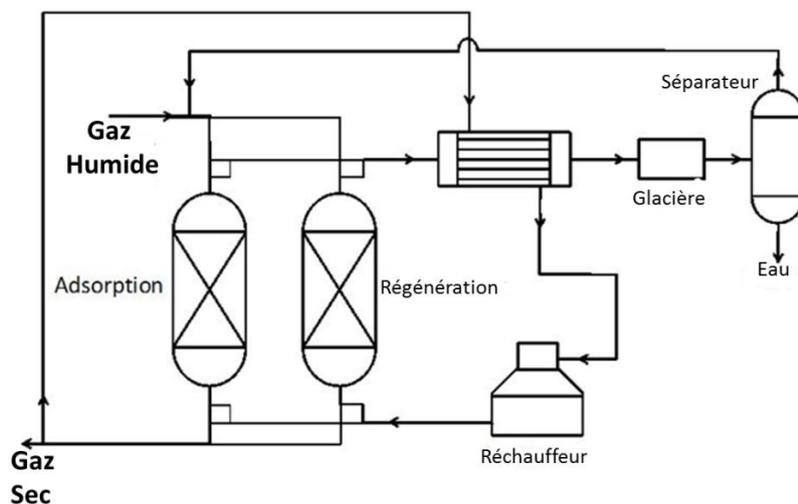


Figure (II.12) : procédé de déshydratation par adsorption[40]

Pendant le processus d'adsorption. Le gaz traité est envoyé vers un lit d'adsorbant qui immobilise l'eau, et lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'adsorbant. Après régénération, le lit doit être refroidi avant l'étape d'adsorption. Ceci est réalisé en envoyant du gaz froid et après réchauffage ce même gaz peut être utilisé pour la régénération. Le type des phénomènes d'adsorption [40] : En général, il existe deux types :

- **L'adsorption physique** : En adsorption physique (ou physisorption), la liaison entre les espèces adsorbées et la phase solide retient le liquide (vapeur d'eau condensée) et les solides ensemble leur donnent une structure.
- **L'adsorption chimique** : La chimisorption, qui implique une réaction chimique appelée « chimisorption », crée une liaison chimique beaucoup plus forte entre la surface et les molécules adsorbées. L'application des procédés de chimisorption au traitement des gaz est très limitée [5]

Tableau (II.3) comparaison entre l'adsorption physique et l'adsorption chimique

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

4.1. Caractéristique de l'adsorbant

- Capacité d'adsorption à l'équilibre importante.
- Adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant.
- Cinétique d'adsorption rapide.
- Faible perte de charge.
- Pas d'effet de dilatation de volume avec la température et la saturation.

4.2. Types d'adsorbant

Il existe différents types d'adsorbants et ils diffèrent selon leurs propriétés utilisées pour absorber les gaz et les liquides. Les types d'adsorbants existent à savoir :

A. Gel de silice (Silicagel) SiO_2

Est un gel poreux, amorphe et produit de manière synthétique. Disponible dans le commerce sous forme de poudre ou des grains de taille différentes. Ils sont généralement utilisés pour le séchage car ils sont très hydrophiles, ou pour la séparation de composés aromatiques ou le traitement de gaz naturels [41].

B. Alumine activé (Al_2O_3)

Les alumines activées sont des matériaux amorphes obtenus à partir d'un oxyde d'aluminium. Comme pour le gel de silice, commercialisées sous forme de poudre granulée et utilisé comme déshydratants pour les gaz et les liquides [41].

C. Charbons actifs

Les charbons actifs sont les premiers matériaux adsorbants utilisés à grande échelle et sont obtenus à partir de la décomposition thermique de matériaux carbonés suivie d'un processus d'activation par la vapeur d'eau à haute température sont disponibles sous formes de granules ou poudre, Les matières premières plus communes sont le bois, le charbon, la noix de coco, etc. Caractérisés par de grands volumes poreux et de grandes surfaces spécifiques, qui leurs confèrent de bonnes capacités d'adsorption et utilisés pour la capture des gaz rares [42].

D. Tamis moléculaires

C'est un cristal poreux de zéolithe d'aluminosilica et d'origine naturelle ou synthétique dont la structure forme des cavités constituant un réseau microporeux.

4.3. Propriétés des adsorbants

Tableau (II.4) : Les propriétés des adsorbants

	Gel de silice	Alumine activé (Al_2O_3)	Charbons actifs	Tamis moléculaires
Surface spécifique m^2/g	700_850	250_350	500_1000	700 – 800
Volume de pores $\text{cm}^3/100\text{g}$	40_50	20_30	50_60	40 – 50
Taille de pores Å	20_50	20_140	50_60	3°A-4°A-5°A-10°A

4.4. Mécanisme d'adsorption

La base de l'absorption est un espace solide (les tamis moléculaire), le fluide se sépare et transforme à une masse qui on peut récupérer, l'adsorbant ce effectue dans une graine dans les étapes suivant [43] :

- Etape 1 : (la diffusion externe) : le transfert des molécules de soluté de la phase liquide externe vers la phase liquide liée à la particule solide (par diffusion et par convection).
- Etape 2 : (la diffusion interne) : le transfert du soluté à travers le film liquide vers la surface externe de l'adsorbant (caractérisé par le coefficient de transfert K_f).
- Etape 3 : Diffusion de surface : pour certains adsorbants, il peut exister également une contribution de la diffusion des molécules adsorbées le long des surfaces des pores à l'échelle d'un grain d'adsorbant.
- Etape 4 : l'adsorption.

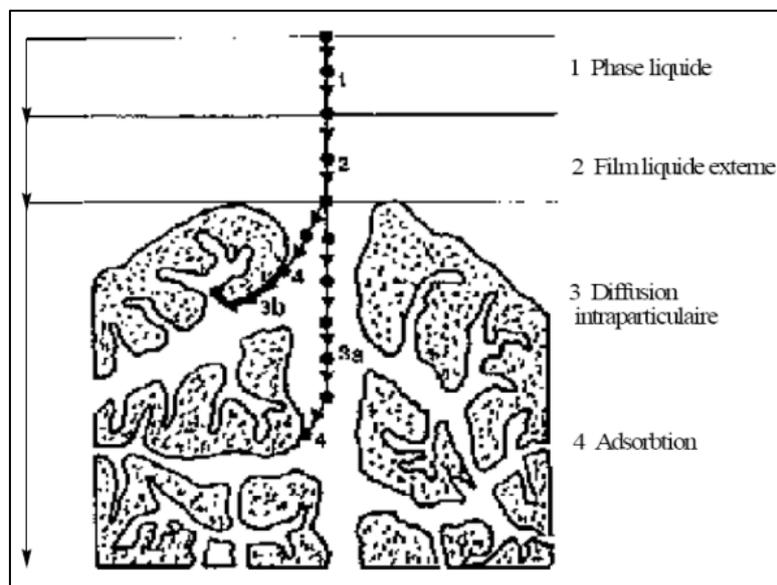


Figure (II.13) : Différentes étapes de transfert d'un soluté lors de son adsorption sur un matériau microporeux [43]

4.5. Avantage et l'inconvénient d'adsorption

Inconvénient

- Investissement important
- Porte de charge élevée
- Sensible à l'empoissément
- Demande une importante quantité de chaleur pour la régénération

Avantage

- Aptitude à fournir des points de rosée très bas.
- Simplicité de fonctionnement et de conception des unités.
- non corrosif et non toxique [44].

4.6. Les procédés d'adsorption

Les procédés à adsorption « physique » sont très utiles pour la séparation des gaz et la purification des gaz et liquides, Les alumines et gels de silice microporeux sont de bons agents déshydratants, en ce sens qu'ils retiennent l'eau assez fort pour qu'elle s'adsorbe complètement, et cependant peuvent être régénérés par chauffage modéré. Les charbons actifs et, dans une moindre mesure les gels de silice macroporeux, adsorbent très bien les composés organiques tels que les alcanes et alcènes, acides, et autres composés oxygénés. Ils peuvent donc être utilisés dans la purification de gaz et liquides, notamment dans les raffineries et la pétrochimie ou bien dans l'industrie alimentaire. Ils peuvent donc être utilisés dans la purification de gaz et liquides, notamment dans les raffineries et la pétrochimie ou bien dans l'industrie alimentaire. Les zéolithes possèdent la propriété de séparer les gaz peu condensables (O₂, N₂, Ar, CH₄) De par leur structure cristalline ils présentent des pores de taille et d'orientation bien organisés et peuvent ainsi servir de tamis moléculaires pour séparer les molécules suivant leur taille et leur forme. Trois types de procédés à adsorption « physique » sont utilisés, suivant la nature et les conditions du traitement [45] :

- Les procédés à variation de pression (PSA) pour les gaz. Dans ce cas, l'adsorption est réalisée à pression haute, et la désorption a lieu par abaissement de pression.
- Les procédés à variation de température (TSA) pour les gaz et liquides. La désorption est effectuée par élévation de température.

Les adsorbants "chimiques" peuvent être éliminés ou régénérés par l'action de traitements chimiques qui restaurent les propriétés originelles de l'adsorbant. Par exemple, un adsorbant contenant du cuivre métallique peut être utilisé pour éliminer des traces de dioxygène. Celui-ci est éliminé par la formation d'oxydes CUO, qui sont régénérés par exposition au dihydrogène dilué avec du diazote pour produire de l'eau. Les critères de performance du procédé sont :

- La productivité, c'est-à-dire la quantité de fluide traité par unité de masse d'adsorbant.
- Le rendement, c'est-à-dire la proportion du gaz pur produit sur la quantité totale de gaz traité.
- L'énergie consommée par unité de volume de gaz pur produit

III. Tamis moléculaire

On a aperçu que l'adsorption est une des technique de traitement de gaz naturel elle est basée sur le principe de tamisage. La technologie de tamis moléculaire c'est adsorbants les plus courants dans les industries, souvent remplacer la distillation fractionnée (principe de la séparation), pour une élimination des concentrations et les gammes d'eau dans les flux de gaz naturel (déshydratation) [5].

1. Thermologie de tamis moléculaire

Est un matériel solide et poreux de structure tétraédrique (cristallines) de taille précises et uniformes, tridimensionnelle de silice et d'alumine qui a la propriété d'agir (zéolite) synthétique, sa formule générale est $M_{x/n} [(AlO_2)_x (SiO_2)_y] zH_2O$, telle que n'étant la valence du cation m, x et y des nombres entiers avec y/x égal ou supérieur à 1 et w le nombre de molécules d'eau dans les

mailles. Cette structure forme des cavités d'un aspi poreux, portent une charge négative nette et doivent être équilibrés par un cation tel que Na^+ . Donc Elles permettent de séparer sélectivement des mélanges gazeux ou liquides, ce sont des tamis moléculaire, ce drenne permet de réalise une déshydratation est purification de gaz naturel [5.9.38].

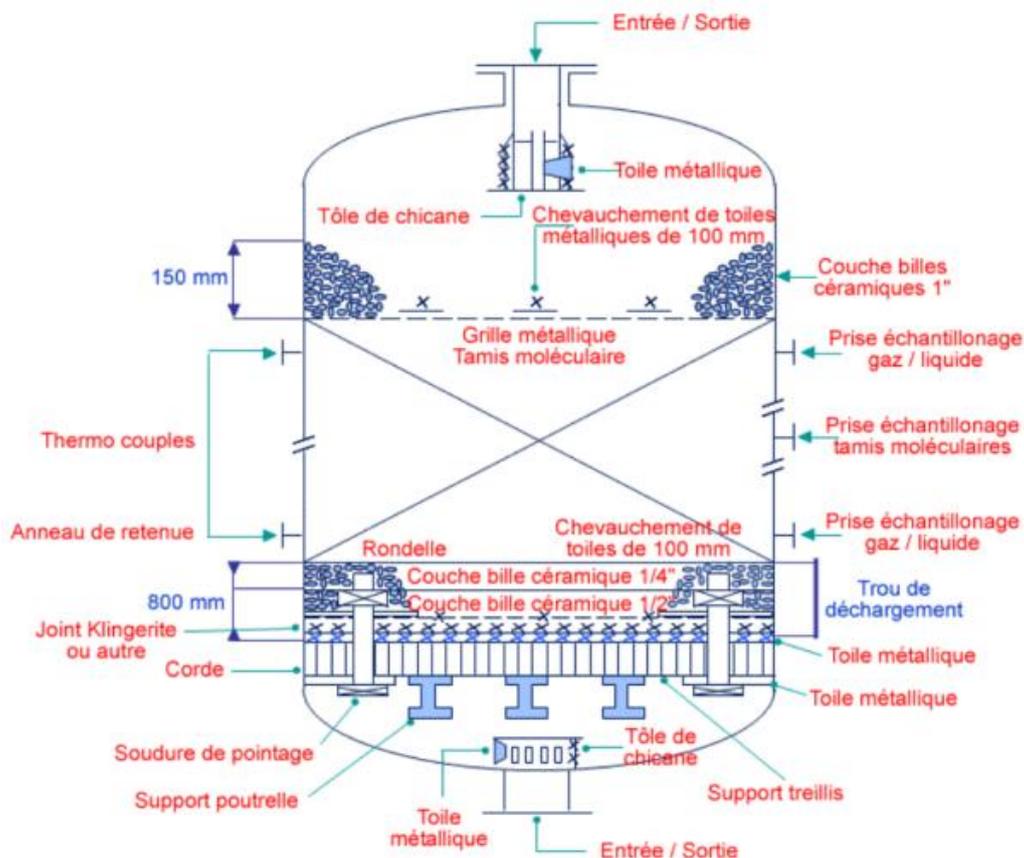


Figure (II.14) : Schéma d'un adsorbeur à tamis moléculaire [6]

2. La propriété de composition de tamis moléculaire

Tableau (II.5) : La propriété de composition de tamis moléculaire [46].

Désignation	3A	4A	5A	10A	15x
Nature du cation	potassium	sodium	calcium	calcium	sodium
Taille des particules		poudre cristalline 0.6 à 5µ Granules cylindriques 1.6 et 3.2 mm			
Masse volumique globale g/cm ³	0.75	0.7	0.7	0.6	0.6
Chaleur spécifique à 40 °C	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Volume des cavités cm ³ /g	0.28	0.28	0.28	0.35	0.35
Surface interne m ³ /g	700 à 800				
Surface externe m ³ /g	3 à 10				
Diamètres effectif des pores (Å)	3	4.2	5	8	10

3. Le type de tamis moléculaire

Tableau (II.6) : Différents types de tamis moléculaire [39]

TYPE	Forme commune	Capacité d'adsorption H₂O, % mass	Molécules adsorbées
A3	Poudre 1/16in	23	Poudre 1/16in
	bâtonné 1/8in	20	bâtonné 1/8in
	bâtonné 8 x 12	20	bâtonné 8 x 12 granulé
	granulé 4 x 8	20	4 x 8 granulé
	granulé	20	
A4	Poudre 1/16in	28,5	molécules avec diamètre effectif
	bâtonné 1/8in	22	
	bâtonné 8 x 12	22	
	granulé 4 x 8	22	
	granulé 14 x 30	22	
A5	Mesh	22	
	Poudre 1/16in	36	molécules avec diamètre effectif
	granulé 1/8in	28	
granulé	28		
10X	Poudre 1/16in	36	Iso-paraffines, oléfines, C ₄ H ₁₀ molécules des diamètres effectifs
	bâtonné 1/8in	28	
	bâtonné	28	
13X	Poudre 1/16in	36	Molécules avec un diamètre effectif
	bâtonné 1/8in	28,5	
	bâtonné 8 x 12	28,5	
	granulé 4 x 8	28,5	
	granulé	28,5	

4. Utilisation et le choix des types de tamis moléculaire

L'application de tamis moléculaire basée sur le flux entente et l'impureté qui sont trouvé dans le produit traite donc le choix de type de tamis dépendre ou type et de la concentration des contaminations dans le gaz d'alimentation.

En général, le tamis de type 4A est le tamis le plus courant pour la déshydratation des gaz et des liquides, mais le port 3A plus petit est parfois préféré au standard 4A pour minimiser la co-adsorption du CO₂ et du H₂S. Si l'oxygène et le H₂S sont présents, 3A réduit la production de soufre élémentaire qui peut bloquer les pores adsorbants. La forme 3A est normalement utilisée pour

traiter les flux réactifs tels que les oléfines car elle exclut la plupart des molécules à l'exception de l'eau. Il est également largement utilisé pour la déshydratation de l'alcool car il exclut la molécule d'alcool hautement polaire. Les tamis moléculaires 5A et 13X sont couramment utilisés pour la désulfuration (5A pour le soufre léger et 13X pour les espèces soufrées lourdes et ramifiées). Le type 13X a des ouvertures de pores plus grandes et a donc une meilleure cinétique que le type 5A cependant la co-adsorption des composants BTX (benzène, toluène et xylène), qui peuvent obstruer les pores et désactiver le tamis moléculaire, peut entraver l'élimination des mercaptans lourds. Les caractéristiques d'adsorption des différentes tailles de tamis moléculaires peuvent être résumées comme suit [5.47.48] :

Type A4 :

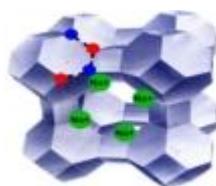


Figure (II.15) : Type A4

- 4A: 1 Na₂O: 1 Al₂O₃: 2.0 ± 0.1 SiO₂: x H₂O

(Taille des pores 4 Å) adsorbe H₂O, CO₂, SO₂, H₂S, C₂H₄, C₂H₆, C₃H₆, ET OH. N'adsorbe pas C₃H₈ et les chaînes carbonées plus longues. Bon pour sécher les liquides apolaires et les gaz.

- 3A (taille des pores 3 Å) : adsorbe NH₃, H₂O, (pas C₂H₆), bon pour sécher les liquides polaires.
- 5A (taille des pores 5 Å) : adsorbe les chaînes carbonées normales (linéaires) de type n-C₄H₁₀, alcools de type C₄H₉OH et thiols de type C₄H₉SH. N'adsorbe pas les isomères ou les composés cycliques plus grands que C₄
- 10X (taille des pores 8 Å) : adsorbe les chaînes carbonées ramifiées et les cycles aromatiques. Utile pour sécher les gaz.
- 13X (taille des pores 10 Å) : adsorbe le di-n-butylamine (pas le tri-n-butylamine). Utile pour sécher le HMPA

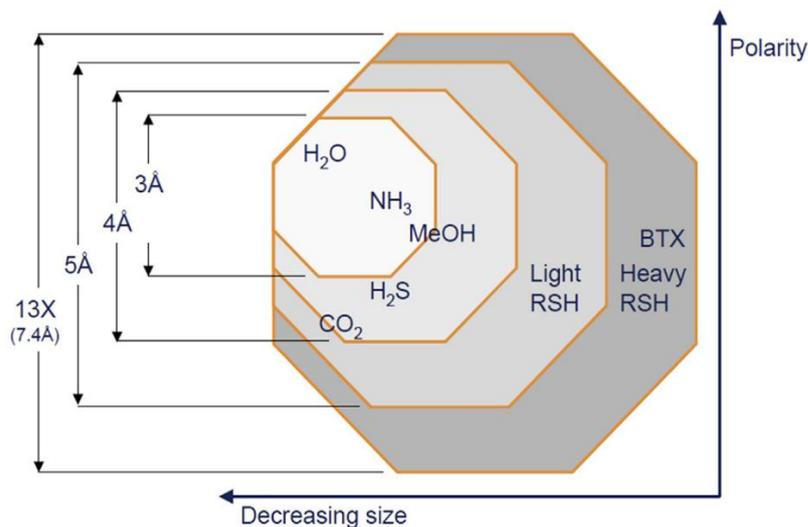


Figure (II.16) : grille de sélection des tamis moléculaire [5].

5. Protection de tamis moléculaire

Les tamis moléculaires sont utilisés pour déshydrater le gaz afin d’atteindre des points de rosée bien en dessous de la saturation et sont efficaces pour éliminer la vapeur d’eau. Lorsque de l’eau libre sous forme d’aérosols est présente, les tamis moléculaires peuvent atteindre une capacité maximale d’eau, ce qui entraîne rapidement une régénération fréquente. La régénération est réalisée thermiquement et aura un coût associé pour ce pouvoir calorifique. Les hydrocarbures et les aérosols solides peuvent entraîner l’encrassement du lit du tamis moléculaire et ainsi réduire le nombre de sites actifs à lier à la vapeur d’eau. L’utilisation de co-alesceurs liquide-gaz à haut rendement est un moyen efficace et économique de protéger les lits de tamis moléculaires [5].

6. Fonctionnement de l’adsorption par tamis moléculaire (généralement)

L’unité de déshydratation travaille à l’élimination des molécules d’eau dans le gaz naturel, se système de déshydrations réduire cette teneur a une valeur inférieure à 0.1 PPM Par mis l’application de déshydrations a une adsorption a une fonction de tamis moléculaire qui évité la formation des hydrates aussi il représente un très bonne adsorbeur grasse à leur spécifique poreux

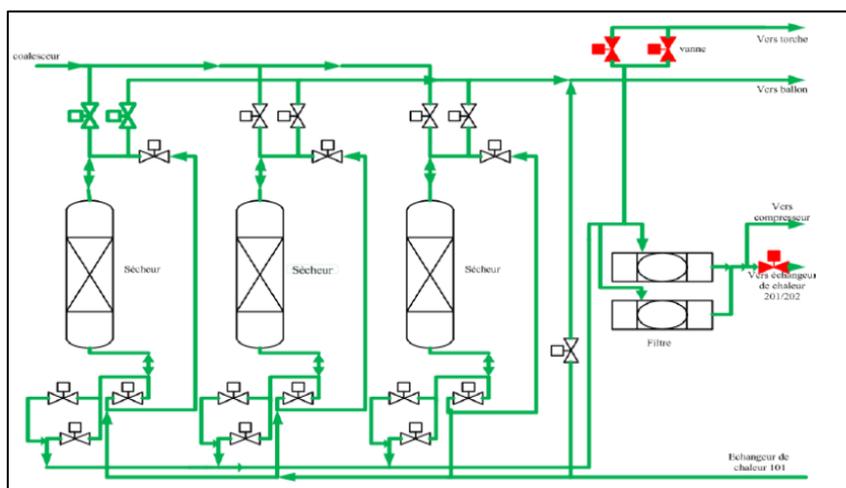


Figure (II.17) : Déshydratation de gaz naturel

Durées des cycles Généralement en séquence chronologique dans des conductions définir, l'adsorption prendre une dure de 24 heures. Le cycle de régénération comprend : 49 minutes de rampe 3 heures de chauffage, 1 heure et 48 minutes de refroidissement et 6 heures d'attente (12 heures au total).

La séquence suivante s'applique pendant le fonctionnement normal :

- 0,0 – 4.06 heures : Sécheurs A et B en adsorption - C en chauffage
- 4.06– 6.0 heures : Sécheurs A et B en adsorption - C en refroidissement
- 6.0 – 12,06 heures: Sécheurs A et B en adsorption - C en attente
- 12.06 – 18 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en chauffage
- 18 – 22.06 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en refroidissement
- 22.06 – 24 heures : Sécheurs C et A en adsorption - B en attente
- 24 – 28.06 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en chauffage
- 28.06 – 30 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en refroidissement
- 30 – 36 heures : Sécheurs B et C en adsorption - A en attente

Le cycle de déshydratation de gaz naturel traite dans conduction bien définie a deux réacteur en service et un autre en cours de régénération ou en régime permanente (en mode attente), dans le tableur si dessous les 36 heures réparties entre le service (24h), la régénération (6h) et le stand-by (6h) [50].

Tableau (II.7) : La séquence temporelle du système de déshydratation

	0 à 12 heures	12 à 24 heures	24 à 36 heures
Sécheur A	En service	En service	En régénération
Sécheur B	En service	En régénération	En service
Sécheur C	En régénération	En service	En service

8. Principe de l'adsorption par les tamis moléculaire

L'adsorption sur tamis moléculaires est un procédé de séparation physique très efficace qui peut souvent remplacer la distillation fractionnée. Les tamis moléculaires sont utilisés pour l'adsorption des molécules d'eau du gaz. Le procédé d'adsorption le plus couramment utilisé est l'adsorption dans une cuve, où le gaz à déshydrater passe à travers une cuve remplie de tamis moléculaires granulés.

L'eau est fixée et retenue par les pores des tamis moléculaires en une couche relativement mince. Au fur et à mesure que le gaz hydraté continue à pénétrer dans le récipient, cette couche se sature en eau et le gaz est alors complètement déshydraté sur les tamis moléculaires restants. L'efficacité de l'adsorption dépend de facteurs tels que la concentration de l'adsorbant dans la phase liquide ou

gazeuse, la température et les propriétés de surface de l'adsorbant. L'adsorption a lieu à chaque instant dans une zone bien définie du lit. Le lit est souvent divisé en trois zones [51] :

- la zone d'équilibre (EZ): le taux d'adsorption est faible car la concentration de l'adsorbant dans la phase gazeuse est faible et la saturation de la couche d'adsorbant est limitée.
- la zone de transfert de masse (MTZ) : l'adsorption se produit rapidement car la concentration de l'adsorbant est plus élevée et la saturation de la couche d'adsorbant est plus importante.
- la zone inutilisée (NZ) : est la partie du lit qui ne participe pas à l'adsorption, souvent située en amont du lit où le gaz est encore trop humide pour être adsorbé.

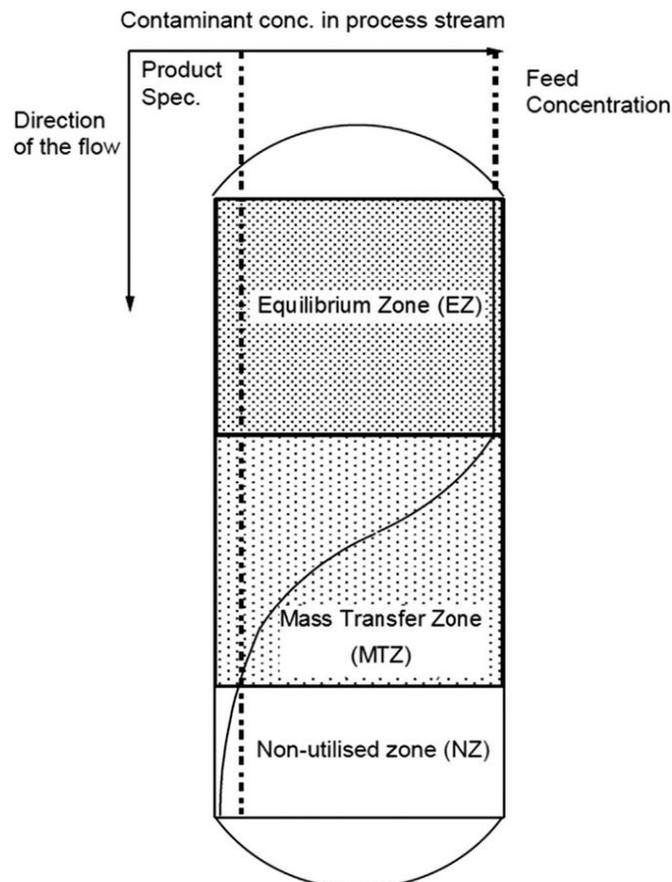


Figure (II.18) : Schéma des zones d'adsorption dans une adsorbant

9. Zone de transfert de masse « ZMT »

Dans la colonne d'adsorption contenant le tamis moléculaire se trouve une région appelée région de transport de masse où la teneur en adsorbant diminue de la concentration initiale (à l'entrée) à la concentration finale (à la sortie).

La zone de transfert de masse est un paramètre important dans le processus d'adsorption en colonne, car elle représente la région où l'adsorption se produit effectivement. Où cela correspond à la longueur du lit au phénomène d'adsorption, c'est-à-dire la distance que doit parcourir une unité de gaz pour que la concentration d'eau chute à zéro. L'importance de la zone de transfert de masse dépend principalement de la cinétique d'adsorption de l'adsorbant, des caractéristiques thermodynamiques du

fluide porteur, de la vitesse linéaire superficielle, des propriétés des tamis moléculaires utilisés et des concentrations initiales et de saturation. Il est également courant d'ajouter une certaine quantité de desséchant au fond du lit pour éviter que le point de percée du lit ne soit atteint. En général, la zone de transfert de masse est égale à environ un tiers de la zone de saturation [5.51].

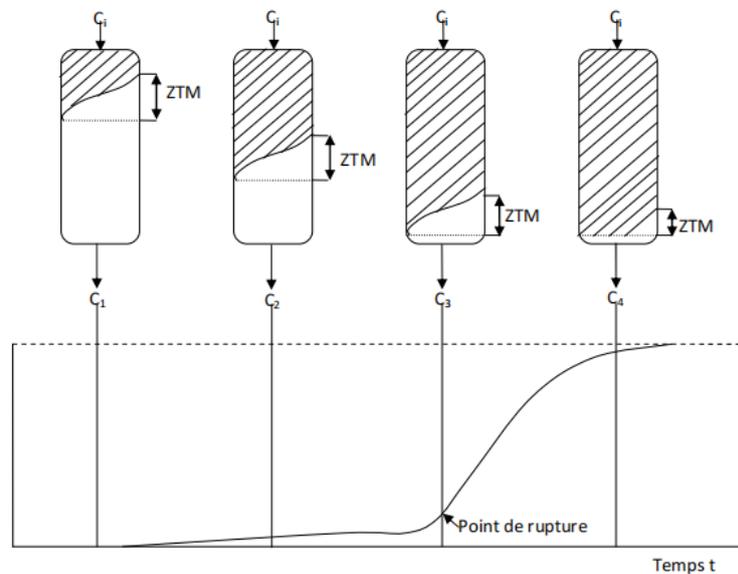


Figure (II.19) : Adsorption idéale en colonne (ZTM)

10. Régénération des tamis moléculaires :

Cette étape consiste à restaurer la capacité initiale d'adsorption au tamis moléculaire après une période d'utilisation. Il existe 4 méthodes de régénération :

- Régénération par chauffage.
- Régénération par dépressurisation.
- Régénération par entrainement.
- Régénération par déplacement.

10.1. Régénération par chauffage :

Ce processus se déroule à une température légèrement inférieure allant de 200 à 300 degrés Celsius. Dans cette méthode, la température du sécheur est portée à une température élevée, où le matériau adsorbant est séparé de la surface du tamis moléculaire et rapidement éliminé par le flux de gaz qui passe le sécheur du bas vers le haut. Et est composée de trois phases [51] :

- Une phase de chauffage ;
- Une phase de refroidissement ;
- Et une phase de repos ;

10.2. Régénération par dépressurisation (Pressure Swing)

Cette méthode consiste à utiliser une partie du gaz traité pour purger le déshydrateur, ce qui réduit la pression à l'intérieur de celui-ci et permet ainsi de libérer l'eau adsorbée. Cette régénération se fait à température ambiante, sans avoir besoin d'augmenter la température du déshydrateur.

La durée de la régénération dépend de plusieurs facteurs, tels que la capacité du déshydrateur, le débit de gaz à traiter, la quantité d'eau adsorbée et la quantité de gaz de purge utilisée. En général, la régénération par pression de balayage est assez rapide et peut prendre quelques minutes seulement.

10.3. Régénération par entraînement

Cette méthode consiste à utiliser un liquide non adsorbable pour entraîner le composé à l'extérieur de la phase adsorbante, sans avoir besoin de changer la pression ou la température.

10.4. Régénération par déplacement

Cette méthode consiste à faire circuler un fluide contenant une forte concentration d'un composé facilement adsorbé qui est capable de déplacer le composé adsorbé. Une fois que le composé indésirable a été éliminé du tamis moléculaire, celui-ci peut être régénéré en utilisant l'une des trois méthodes précédemment.

11. Les avantages de tamis moléculaire

- Une grande capacité avec le temps.
- La diminution de la capacité d'adsorption avec l'augmentation de la température est moins prononcée.
- Une capacité d'adsorption élevée à des concentrations faibles de l'adsorbat.
- Les tamis sont plus recommandés pour la déshydratation des liquides. Par ailleurs, les tamis moléculaires présentent les avantages de pouvoir être régénéré et réutilisé d'où leur utilisation dans les installations fonctionnant en continue [50].

CHAPITRE III

DESCRIPTION

DE L'USINE DE

GUELLALA

SONTRACH est la compagnie nationale algérienne pour la recherche, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie partout dans le monde où des opportunités se présentent.

- L'amont pétrolier : Il regroupe les activités exploration, forage, service des puits, développement, et exploitation des gisements.
- L'aval pétrolier : Constitué principalement de la liquéfaction du gaz naturel, la séparation du GPL, et le raffinage/pétrochimie.
- Le transport par canalisation TRC : IL assure le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits à partir des gisements du pétrole brute, condensat, gaz naturel, et GPL.
- La commercialisation : Elle s'occupe de la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national ainsi que le business développement à l'étranger [1].

1. Présentation De La Région Haoud Berkaoui (HBK) :

Parmi les dix régions qu'englobe Sonatrach, Haoud Berkaoui. En effet, Les études géologiques qui ont été faites au grand sud Algérien ont permis de connaître l'existence de deux grands champs où l'occurrence Haoud Berkaoui et Benkahla. En mars 1965, le premier puits a été trouvé à Haoud Berkaoui, par la compagnie CFP (compagnie française de Pétrole).

La zone pétrolière de Haoud Berkaoui, est constituée de plus de 120 puits pétroliers répartis sur 6300 km². Les plus importants de cette région sont ceux de Haoud Berkaoui, Benkahla, et Guellala. Elle renferme les accumulations d'huile essentielle de cette zone. La série inférieure de TAG, située à une profondeur moyenne de 3350m, est le principal réservoir productif d'huile des blocs 438. Parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région figure Drâa Tamra (DRT), Guellala-NE. Haoud Berkaoui est devenue une région autonome en 1976, alors qu'elle dépendait de la région de Hassi Messaoud depuis le début de son exploitation [52].

2. Situation géographique

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des dix principales zones productrices des hydrocarbures du Sahara algérien. Sur la route n°49 dite pétrolière reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud et à 35Km du sud-ouest d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier: il s'agit de la région de Haoud Berkaoui. Cette région est située à 100 Km de Hassi Messaoud, à 770 Km au sud de la capitale Alger, elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle s'étend du Sud Est de Ghardaïa jusqu'au champ externe Boukhzana, près de la route de Touggourt.

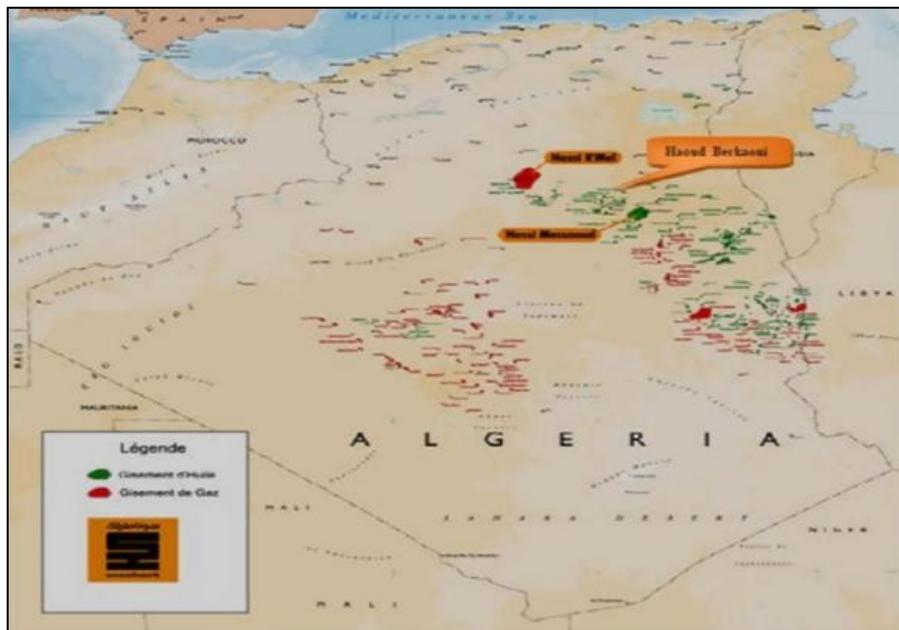


Figure (III.1) : Situation géographique de région Haoud Berkaoui

2.1. Historique de la région HBK

La région de Haoud Berkaoui été gérée par celle de Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome. En l'espace de 30ans, la région a connue des changements très important au fur et à mesure de son développement

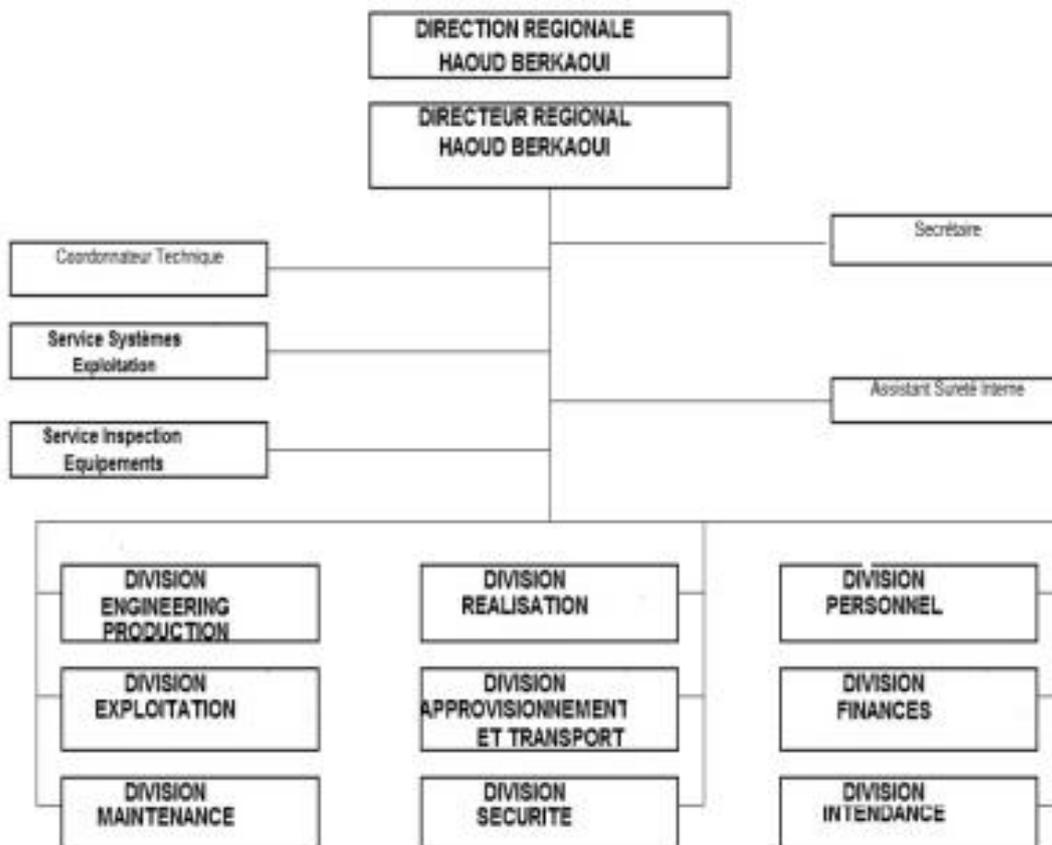


Figure (III.2) : Représentation de l'organigramme de la direction Haoud Berkaoui

3. Description de la région

Découvert en 1969, le champ de GLA s'étend sur une superficie de 35 km². Il a été mis en production en février 1973. Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de Séparation d'huiles d'une capacité de 7 000 m³ /j, d'une unité de stockage de 15 000 m³ et d'une Unité de boosting gaz de 762 000 m³ /j. Cette station est également dotée d'une unité de traitement De gaz d'environ 2,4 millions m³ /j. Sa capacité de récupération est estimée à 500 tonnes par jour Pour les GPL et de 90 tonnes par jour pour les condensats.

Cette unité de traitement est accompagnée d'une unité de compression de gaz à 75 bars d'une capacité de 1 660 000 m³ /j dont 560 000 m³ /j sont comprimés à 140 bars pour les besoins en gaz-lift des puits de la région, les volumes restants étant expédiés vers Hassi R'mel par le Gazoduc GR1. Le centre de production GLA est destiné à traiter le pétrole venant des champs Avoisinant ainsi que la collection et le traitement de gaz venant des stations de compression de HBK, BKH, et GLA [52].

- Boosting de Haoud Berkaoui : Deux trains de compression K-101A/B d'une capacité de 1,042 x 10³ std m³ /j.
- Boosting de Benkahla : Un train de compression HP K-201 d'une capacité de 562 x 10³ stm³ /j.
- Boosting de Guellala : Un train de compression K-301 d'une capacité de 765 x 10³ stm³ /j.

4. Unité de traitement et d'expédition d'huile

Cette section est composée principalement d'une unité de séparation, déshuilage, et une unité stockage et d'expédition :

4.1. Séparation

Le rôle d'une unité de séparation de brut est d'éliminer l'eau de gisement, traiter l'huile et le gaz. Il n'aurait plus de gaz dans l'huile, et le gaz libéré soit le plus sec possible dans l'installation de traitement [53].

La section de traitement et de séparation de brut de GLA est composée de deux batteries de séparation et une batterie test, chaque batterie est constituée de :

- Séparateur HP (S1B, S1C, S1Etest)
- Séparateur MP (S2B, S2C, S2Etest)
- Séparateur BP (BP, BP test)

La batterie test destinée à effectuer périodiquement des tests sur les différents puits, le brut à la sortie de batterie test de séparation est stocké dans le bac WT.

Le brut en provenance des puits producteurs, assemblé dans le manifold, passe à travers Le 1^{er} étage de séparation haute pression (séparateur tri-phasique HP) a une pression de 7.2 Bars et une température de 39°C, il rencontre juste à l'entrée du séparateur un déflecteur (brise jet), le choc entre l'effluent et le bris jet provoque une séparation primaire.

Suite aux différentes caractéristiques physiques des constituants l'eau, l'huile, et le gaz se superposent dans le séparateur selon leur densité. Le gaz sort en haut munis d'une pression de 7.1bar à travers une vanne régulatrice de pression, la sortie d'eau est en bas de séparateur munis à travers une vanne de contrôle de niveau de l'eau, l'huile ainsi séparée est dirigée vers le séparateur du second étage (séparateur MP).

Trois arrivées peuvent alimenter le deuxième étage de séparation (l'huile arrive par le premier étage de séparation HP, la ligne MP et l'arrivée de GLA/NE), cet étage permet d'éliminer les gaz moyens et l'eau en émulsion avec le pétrole à une pression de 2.5 Bars.

L'huile issue du second étage est dirigée vers la séparateur BP pour éliminer les gaz lourds, une fois l'huile est stabilisée, elle alimente les bacs de stockage.

- Les gaz HP, MP, et BP dirigés vers la station Boosting, ou peuvent être brûlés au niveau des torches, l'eau sorte des trois étages de séparations est envoyée vers la station de déshuilage, ou vers borbier [53].

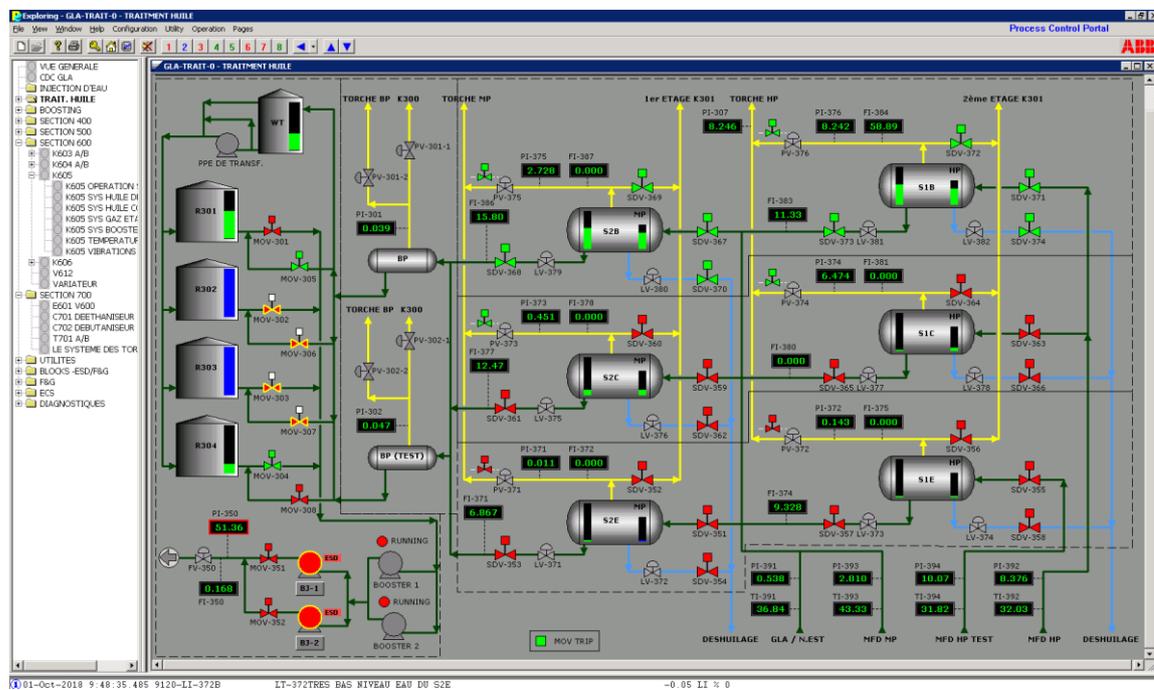


Figure (III.3) : Représentation de l'unité de séparation d'huile GLA

4.2. Stockage

Les réservoirs, généralement de forme cylindrique, sont de deux types : les réservoirs à toit flottant et les réservoirs à toit fixe, ces derniers sont le type qui est utilisé dans l'usine de GLA.

Quatre bacs pour le stockage d'huile à une capacité de 4880m³, et un bac WT (Wash Tank) a une capacité de 2000m³, pour le stockage d'huile de test et dessalement (diminuer la salinité d'huile et la remettre commercialisable).

L'huile stockée dans les bacs pour la décantation et la stabilisation, après quelques heures de décantation, l'eau en émulsion est purgée vers borbier.

La ligne d'arrivée d'huile de GLA/NE alimente le séparateur MP ou destinée directement vers stockage [52].

4.3. Expédition

L'expédition de l'huile est assurée par deux étages de pompage, chaque étage contient deux pompes centrifuges installées en parallèles et entraînées par un moteur électrique à synchrone, dans chaque étage, une pompe est en service et l'autre en standby.

- Les pompes booster : Ce sont des pompes centrifuges dont le rôle est d'augmenter la pression d'huile des bacs de stockage jusqu'à 3.5 bar (pression d'aspiration des pompes (BJ)).
- Les pompes d'expédition : Les pompes BJ se sont des pompes centrifuges prévues pour augmenter la pression d'huile jusqu'à 32.35 bar pour l'expédition vers les lignes TRC.

5. Unité de déshuilage

L'eau des différents séparateurs de la station de GLA arrive au bac tampon où elle sera stockée temporairement pour l'opération de déshuilage, du bac tampon l'eau s'écoule vers le CPI (MS-202) et le remplit à un débit de 30 m³/h sous le contrôle de débitmètre FT201 et de la soupape de réglage FY 201 une fois le CPI rempli, l'eau s'écoule à travers le déversoir SP108, se rassemble vers le bac de floculation S-203, le disco MS-206 et MS-207 font la première récupération de l'huile qui sera acheminée vers le bac de stockage d'huile S-208.

L'eau sortie de MS-202 arrive dans la cuve S-203 de floculation où deux produits de dosage seront injectés : le produit floculant et poly-électrolyte par l'intermédiaire des pompes P-270 et P-272 respectivement, le mélange se fait à l'aide de l'agitateur MS-203.

L'eau floculée, entre dans le flotteur MS204, la récupération d'huile se fait à l'aide d'un pont racleur MS-204, l'eau recueillie s'écoule vers le bac de stockage S-107, le déchargement des boues accumulées dans les bassins S-201, S-202, et S-204 a lieu avec l'ouverture automatique et temporisée des soupapes pneumatiques XY-201, XY-202, et XY-203. La boue est accumulée dans le bac S-207, de celui-ci, la boue sera acheminée dans l'épaississeur puis dans la centrifugeuse MS-210 à l'aide des pompes [54].

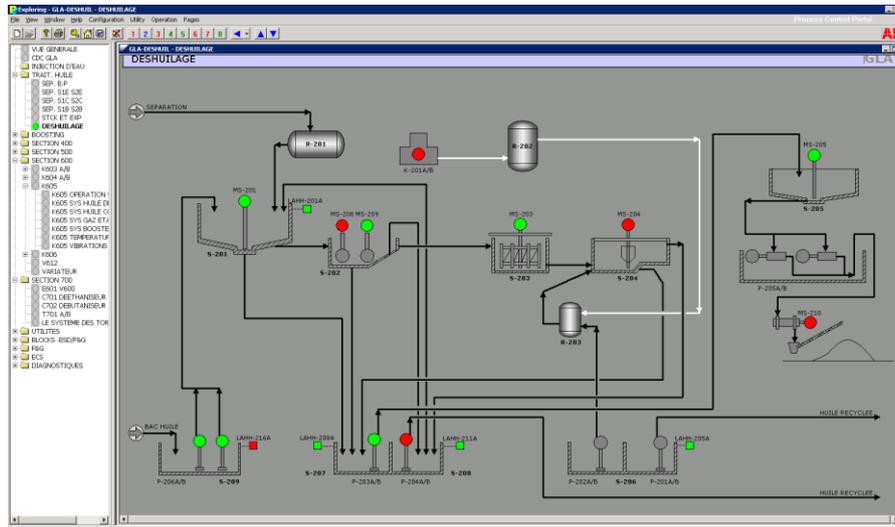


Figure (III.4) : Représentation de l'unité de GLA

6. Unité boosting

La section boosting de GLA est composée d'un seul train de compression à une capacité de 765103 sm³/j. Les gaz d'alimentation BP, MP, et HP sont disponibles à partir des lignes de torches. Le gaz BP passe dans le ballon d'aspiration (V-300) où les entrainements de pétrole brut sont enlevés et recueillis dans le ballon (V-304) ensuite renvoyés aux séparateurs BP existant sous pression de gaz HP, puis le gaz est comprimé jusqu'à la pression de gaz MP (2 bars par la soufflante (K-300)). Le gaz BP ainsi comprimé sera mélangé avec les gaz provenant des lignes de torche MP et d'appoint du (V-401), et introduit dans le ballon d'aspiration 1^{er} étage (V-301) du compresseur (K-301) où les gouttelettes d'huile entrainées sont éliminées et renvoyées vers le séparateur MP.

Le gaz HP provenant de la ligne de torche HP passe dans le ballon d'aspiration (V302) où les entrainements de pétrole brut sont enlevés et renvoyés vers le séparateur BP, puis le gaz pénètre dans le deuxième étage du compresseur (K-301) et est mélangé au gaz HP provenant du premier étage, puis comprimés jusqu'à 26 bars, à la sortie du compresseur le gaz ainsi refroidi est renvoyé vers l'usine de traitement UTG en passant par le ballon de rétention d'eau (V-303) dans lequel l'eau est évacuée vers le bourbier [55].

Conditions opératoires de l'unité boosting.

- Pression d'aspiration (MP +BP) : 2,3 bars.
- Température d'aspiration (MP +BP) : 41°C.
- Pression d'aspiration (HP) : 10 bars.
- Température d'aspiration (HP) : 37°C.
- Pression de refoulement : 26 bars.
- Température de refoulement : 530°C.
- Type de compresseur : centrifuge.

- Entraînement : moteur électrique.

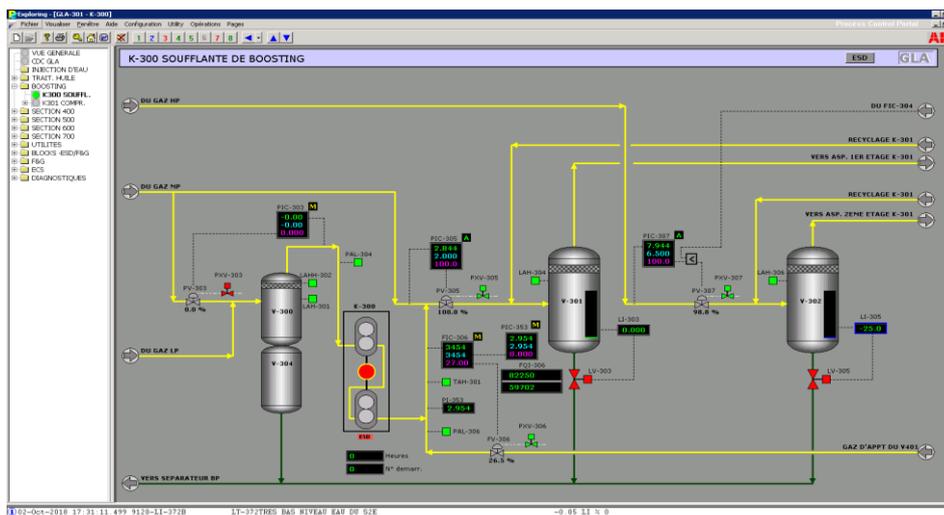


Figure (III.5) : Représentation de l'unité de boosting GLA

7. Description de l'UTG

L'unité de traitement de gaz est constituée de plusieurs sections à savoir :

7.1. Section stabilisation

L'alimentation de l'usine de traitement de gaz UTG est assurée par les gaz provenant des trois stations de boosting HBK, BKH, et GLA, ces derniers seront mélangés au niveau du collecteur d'entrée puis introduits dans le ballon piège à liquide (V-401) pour éliminer l'eau et récupérer le maximum de condensat du fond du ballon par les pompes (P-401 A/B).

Le gaz sortant du ballon (V-401) est refroidi à 25°C dans le refroidisseur à propane (E-401) puis envoyé vers le ballon séparateur (V-402) situé en amont des sécheurs, l'eau est évacuée vers bournier et les condensats sont récupérés du fond du ballon par les pompes (P-402A/B). Les deux refoulements des pompes des condensats alimentent la colonne de stabilisation (C-401) où le fond est chauffé à 138°C par un rebouilleur (E-402) à huile chaude et les vapeurs de tête sont recyclées en amont du refroidisseur à propane (E-401). Les condensats ainsi stabilisés sont acheminés vers la colonne du débutaniseur (C-702) [55].

- Condition opératoires
- Température de tête : 51°C.
- Pression de fond : 26.5 bars.
- Température de fond : 138°C.



Figure (III.6) : Représentation des trois arrivées gaz de L'UTG , et le ballon V401

7.2. Section déshydratation

L'objectif principal de la déshydratation est d'éliminer les vapeurs d'eau présentes dans le gaz pour reprendre aux normes de commercialisation ainsi que garantir une résistance à la corrosion des différents équipements et le réseau de gaz lift et de gaz de vente.

Le gaz débarrassé de l'eau libre et des hydrocarbures liquides en provenance du ballon séparateur (V-402), est envoyé vers les sécheurs de gaz (V-403 A, B, et C) avant de passer dans la section de réfrigération (E-601).

La section déshydratation comprend trois colonnes d'adsorption, constituées de tamis moléculaire et fonctionnant en parallèle. dont deux en service (La durée d'adsorption est de 12 heures), et le troisième en régénération (la durée de régénération est de 6 heures), le gaz de régénération est porté à une température de 270°C dans le réchauffeur de gaz (H-401), dans la phase de chauffage, le gaz de régénération après avoir été refroidi par l'aéro-réfrigérant de gaz de régénération (E-403) à 47°C, est envoyé au ballon séparateur de gaz de régénération (V-404), pour y extraire l'eau, puis recyclé en amont du refroidisseur de gaz d'alimentation (E-401) par les compresseurs (K-401A/B).

Le gaz ainsi séché, passe à travers un filtre à poussière (Z-401) pour éliminer les impuretés fines susceptibles de créer des problèmes de bouchage des équipements en aval.

Les conditions opératoires

- Le débit du gaz chaud : 4020 Nm³ /h.
- Pression de service : 21 à 22bars.
- Température de cycle de régénération : 240°C.

7.3. Section réfrigération

Le gaz séché est refroidi dans un échangeur à plaque CORE (E-601), à -22°C à l'aide de la boucle de propane, et puis envoyé au séparateur froid (V-600), le gaz sortant du haut du séparateur (V-600) est mélangé avec le gaz du ballon de reflux (V-701), en suite réchauffé dans l'échangeur à plaque à

contre-courant à 23°C, puis dirigé vers les ballon d'aspiration (V- 607A/B) du compresseur de gaz de vente (K-603A/B) ou vers le ballon d'aspiration (V-609) du compresseur (K-605).

Les hydrocarbures liquides du séparateur (V-600) sont pompés par la pompe d'alimentation du Déethaniseur (P-601A/B), réchauffés dans l'échangeur à plaque à 23°C et sont utilisés comme alimentation de la colonne de Déethaniseur.

Un Ballon de protection des compresseurs nouvellement installé dans le cadre de l'exploitation de L'UTG sans boucle de propane. Un système d'injection de méthanol est ainsi prévu pour prévenir la formation d'hydrates dans cette section. Ce système est composé de la pompe d'injection de méthanol (P-880) et du réservoir de méthanol (V-880).

Conditions opératoires

Gaz séché

- Température d'entrée : 27°C.
- Température de sortie : -22°C.

Gaz froid du ballon (V-600)

- Température d'entrée : -18°C.
- Température de sortie : -23°C

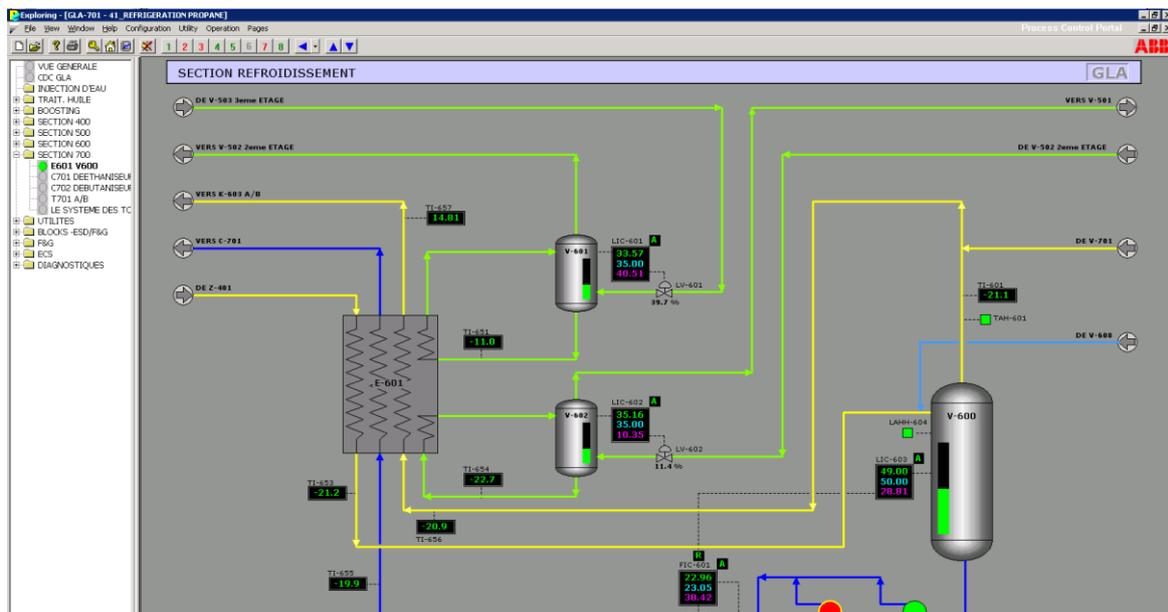


Figure (III.7) : Représentation de la section de réfrigération GLA

7.4. Section de compression du gaz de vente

La ligne de compression contient deux étages de compression, le premier étage contient un compresseur centrifuge (K-603), un compresseur alternatif pour comprimé le gaz lift.

Le courant du gaz froid provenant du séparateur (V-600) est mélangé avec le gaz du ballon de reflux du déethaniseur (V-701) en suite réchauffé dans l'échangeur à plaque à contre-courant à 30°C, puis dirigé vers le ballon d'aspiration (V-607A/B) de compresseur de gaz de vente (K-603A/B).

Le compresseur (K-603A/B) aspire le gaz à 21bar et 29°C, le gaz comprimé dans le compresseur et refoulé à 73bars et 124°C, le gaz est refroidi par les aéro-réfrigérant (E-605A/B), de 124°C à 47°C. En suite le courant du gaz est divisé en deux courants, l'un est pour le gaz commercial, et l'autre alimente les ballons d'aspiration (V-608) et (V-606) pour éliminer les liquides, puis envoyer vers le compresseur en deuxième étage.

Conditions opératoires

- Pression d'aspiration : 22bars.
- Température d'aspiration : 23°C.
- Pression de refoulement : 73bars.
- Température de refoulement : 60°C.

7.5. Section de compression du gaz lift

Une partie du gaz de vente 424 103 Nm³/J, passe dans les ballons d'aspiration (V-608) et (V-606), montés en série pour être comprimée par le compresseur alternatif de gaz lift (K-604A/B), à une pression de 142bar, le gaz ainsi comprimé est refroidi par l'aéro-réfrigérant (E-606) de 118°C à 60°C, puis il est envoyé vers les puits équipés du système de gaz lift pour les trois champs HBK, BKA, et GLA.

Si le nouveau compresseur de gaz de lift (K-606) est activé le gaz arrive de (K-605) passe dans le ballon d'aspiration (V-610) pour être comprimée à une même pression, le gaz ainsi comprimé est refroidi par l'aerorefrigerant (E-609) une partie est envoyée vers les lignes de 48", GR1/GR2 reliant ALARAR-HASSI R'MEL, l'autre est envoyée vers les puits équipés du système de gaz lift pour les trois champs HBK, BKA, et GLA.

Conditions opératoires

- Pression d'aspiration : 72bars.
- Température d'aspiration : 60°C.
- Pression de refoulement : 142bars.
- Température de refoulement : 60°C.

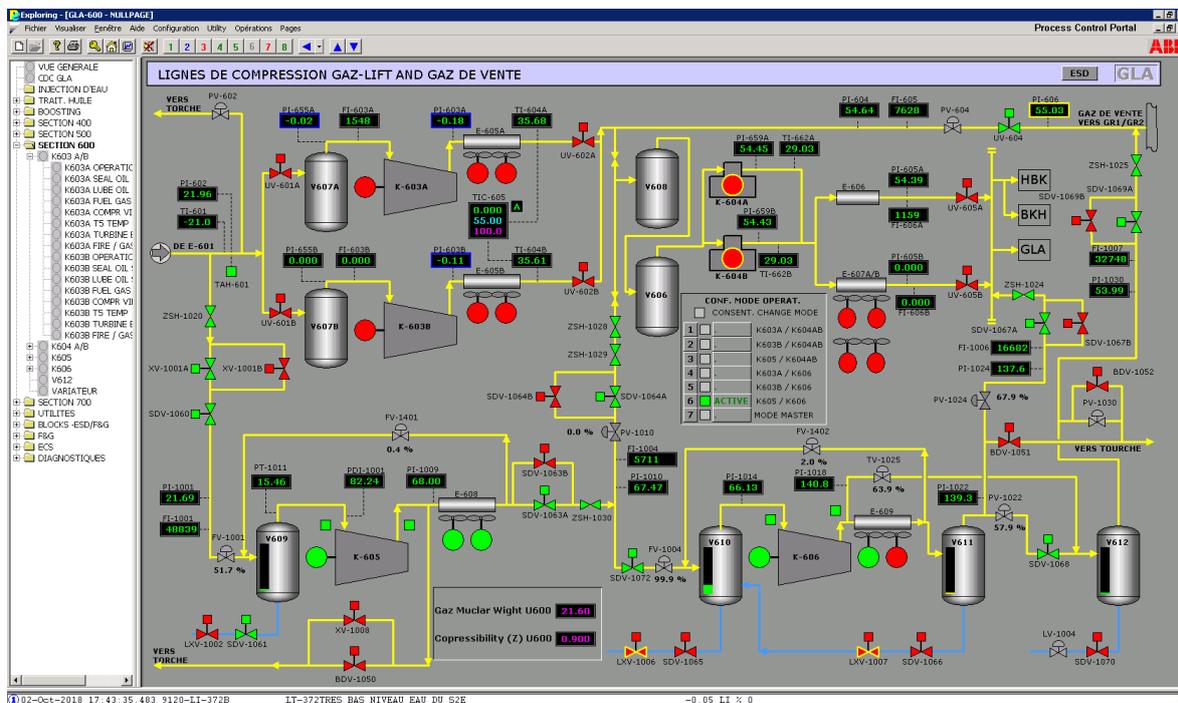


Figure (III.8) : Représentation de la section de compression du gaz de vent et gaz lift GLA

La nouvelle installation de compression du gaz de vente et du gaz lift qui remplacera la ligne existante; celle-ci restera disponible et prête à démarrer en cas de mauvais fonctionnement ou d'indisponibilité de la nouvelle ligne.

Le choix de la configuration d'exploitation à effectuer par l'opérateur et le système (DCS) consiste à l'alignement des vannes d'interception (ON/OFF) installées en amont, en aval, et sur la ligne bidirectionnelle [53].

On peut choisir le démarrage des compresseurs concernés par la configuration d'exploitation suivante :

- Configuration 1 « nouveau-nouveau » (K-605+K-606).
- Configuration 2 « nouveau-existant » (K-605+K-604).
- Configuration 3 « existant-nouveau » (K-603+K-606).
- Configuration 4 « existant- existant » (K-603+K-604).

7.6. Section de fractionnement

7.6.1. Déethaniseur

Le liquide provenant de la section de réfrigération (E-601) alimente le déethaniseur (C-701) à l'aide des pompes (P-601 A/B) au niveau du 14ème plateau. En tête de la colonne le gaz est partiellement condensé dans le condenseur (E-701) par du propane réfrigérant et séparé dans le ballon de reflux du déethaniseur (V-701), le liquide du ballon de reflux totalement pompé par les pompes (P-701 A/B) vers la tête de la colonne comme reflux total froid, le gaz issu du (V-701) est préchauffé et envoyé au compresseur de gaz de vente (K-603 A/B). Les condensats du fond de C-701

sont stabilisés et envoyés comme deuxième charge au débutaniseur (C-702) sous contrôle de niveau [55].

Condition opératoires

- Pression de tête : 24.4 bar.
- Température de tête : -5.7°C.
- Pression de fond : 25.3 bar.
- Température de fond : 89.6°C.
- Nombre des plateaux : 38.

7.6.2. Débutaniseur

L'alimentation du débutaniseur (C-702) est assurée par les liquides provenant du déethaniseur au niveau du 13ème plateau ainsi que ceux provenant de la colonne de stabilisation (C-401) au niveau du 22ème plateau. Le gaz de tête est totalement condensé dans l'aérocondenseur (E-703 A/B) et séparé dans le ballon de reflux (V-702). Le liquide du ballon de reflux est pompé par les pompes (P-702 A/B), une partie est utilisée comme reflux de tête et l'autre partie c'est le GPL qui est envoyé vers le stockage dans les sphères (T-701A/B) après être refroidi jusqu'à 45°C dans l'échangeur à propane (E-706). Les condensats du fond de la colonne (C-702) sont envoyés vers le séparateur MP existant dans le centre de production de Guellala après être refroidi dans l'aerorefrigerant (E-705) [].

Conditions opératoires

- Pression de tête : 14 bars.
- Température de tête : 65,7°C.
- Pression de fond : 15,4 bars.
- Température de fond : 156,8 °C.
- Nombre des plateaux : 38.

8. Unité d'injection

La station d'injection d'eau haute pression permet de traiter, filtrer et refouler 7530 m³/jour d'eau à une pression de 143bars. L'alimentation en eau brute de la station provient d'un manifold basse pression situé à proximité de la station.

A l'entrée de la station deux pompes de gavage moyenne pression (P-02 A/B) sont installées (l'une est en marche, l'autre est en réserve). Elles servent à compenser les pertes de charge du réseau dues en particulier aux tuyauteries et à l'unité de filtration, ainsi qu'à disposer d'une pression suffisante à l'aspiration des pompes d'injection haute pression.

Les deux pompes moyenne pression sont protégées par une vanne de régulation (FV-01) fonctionnent en diverse qui, sous l'action d'un système de contrôle de régulation a pour fonction principale d'assurer un débit minimum au refoulement. Par ailleurs, une vanne de régulation (PV-06)

située au refoulement de ces mêmes pompes protège les installations vers la filtration en limitant la pression du réseau. L'eau traverse ensuite un poste de filtration, constitué de deux filtres bicouches (S-01A/B) installés en parallèle qui permettent d'éliminer les particules entraînées supérieures à un micron. En amont de ce poste de filtration une injection de poly électrolyte facilite la floculation des matières en suspension dans l'eau avant filtration de celle-ci.

En aval de ce même poste, l'eau filtrée reçoit les différents produits additifs anti dépôts, bactéricide, et inhibiteur de corrosion justifiés par les analyses. La mise en pression de l'eau filtrée est assurée par trois pompes d'injection haute pression (P-01A/B/C) fonctionnant en parallèle. Une vanne de régulation (PV-20A/B/C) située au refoulement de chacune de ces pompes haute pression permet de limiter et de régler le débit et la pression de l'eau en sortie de la station. L'eau haute pression est ensuite dirigée vers un manifold situé à proximité de la station pour distribution sur les têtes de puits d'injection [56].

9. Les sections utilités

9.1. Système de réfrigération à propane

Le système de réfrigération à propane fournit le milieu réfrigérant à une température d'environ -28°C. Cette section est composée d'un compresseur centrifuge à multi-étages, entraîné par une turbine à gaz, et de ballons et d'échangeurs associés.

La réfrigération est réalisée à trois niveaux de température : -28°C à -24°C, -15°C à -8°C, et 2°C à 20°C. La réfrigération est prévue en effectuant la vaporisation à des pressions correspondantes aux températures indiquées.

Les utilisations de réfrigération comprennent le condenseur du déethaniseur et le refroidisseur de GPL dans la section de fractionnement, l'échangeur à plaques (E-601) dans la section de réfrigération, et le refroidisseur (E-401) de gaz d'alimentation. Le schéma de marche de base consiste à comprimer les trois "sicle stream" jusqu'à la pression de refoulement finale à laquelle le propane est condensé par le condenseur de propane réfrigérant (E-501).

La pression d'aspiration au 1er étage est contrôlée en réglant la vitesse de la turbine à gaz. Les condensats sortant du condenseur de propane réfrigérant sont recueillis dans l'accumulateur de propane réfrigérant (V-504), d'où ils sont évacués sous contrôle de niveau, vers le ballon d'aspiration du 3ème étage du compresseur de propane (V-503).

Le niveau du liquide dans le ballon d'aspiration du 2ème étage du compresseur de propane (V-502) est contrôlé en réglant le débit du liquide provenant du ballon d'aspiration du 3ème étage. Le ballon d'aspiration du 1er étage du compresseur de propane (V-501) est un ballon essentiellement sec. Le débit du réfrigérant vers diverses utilisations est contrôlé en régulant le niveau dans les "kettles" et les ballons de circulation respectifs.

Le compresseur de propane (K-501) est protégé contre le pompage par un agencement à débit minimum conventionnel. Le débit d'aspiration est mesuré pour chaque étage.

Le by-pass à débit minimum, étant un circuit chaud, doit être refroidi par le propane liquide pour abaisser suffisamment la température d'aspiration du 1er étage afin d'éviter le sur chauffage du compresseur. Le liquide de refroidissement est amené du ballon d'aspiration de 2ème étage.

Grâce aux dispositions prises pour la régulation de débit minimum dans chaque étage, le fonctionnement du compresseur de propane peut être réalisé dans le circuit complètement fermé en tout temps, lors du démarrage et en cas d'urgence et d'attente.

Le réfrigérant d'appoint provenant du ballon de stockage de propane réfrigérant (V-505) est amené au ballon d'aspiration du 3ème étage [56].

9.2. Système d'huile chaude

Le système d'huile chaude est prévu pour fournir de la chaleur aux rebouilleurs (E-402) du stabilisateur, rebouilleur (E-702) du déethaniseur, et rebouilleur (E-704) de débutaniseur. L'huile chaude est réchauffée jusqu'à 290°C à l'aide du réchauffeur d'huile chaude (H-850). Après avoir réchauffé le liquide de procédé dans les rebouilleurs, l'huile chaude est recyclé dans le ballon d'expansion d'huile chaude (V-850) où la pression d'huile chaude est maintenue par le gaz combustible. L'huile chaude est ensuite pompée par la pompe de circulation d'huile chaude (P-851A/B) vers le réchauffeur d'huile chaude. L'appoint en huile est assuré à l'aide de la pompe (P-850) à partir du réservoir (T-850) [56].

9.3. Système d'alimentation en huile diesel

Le système d'alimentation en huile Diesel comporte essentiellement un réservoir d'huile Diesel (T-840) et une pompe (P-840) qui alimente le générateur Diesel de secours (X-840) en huile Diesel.

9.4. Système de gaz combustible

Le réseau d'alimentation en gaz combustible est prévu uniquement pour l'usine de traitement De gaz de GLA pour assurer l'alimentation en gaz combustible des turbines à (KT- 501), (KT-603-A/B), des fours (H-401, H-850)... etc.

Lors de l'exploitation normale, le gaz combustible est disponible à partir de la ligne d'aspiration des compresseurs de gaz de vente. Lors du démarrage, le gaz combustible est fourni au (V-810) via (PIC-806) à partir de la canalisation de gaz commercial existante. Les différents stades d'utilisation du gaz combustible sont résumés comme suit :

- Les turbines à gaz (KT-501), (KT-603-A/B)

La particularité du gaz combustible alimentant les différentes turbines est la présence d'un filtre (Z-810) dans la ligne de gaz combustible pour éliminer d'éventuelles matières solides (rouille, poussières...ect).

- Les fours (H-401) et (H-850)

L'alimentation des fours en gaz combustible est réalisée au niveau des pilotes est bruleurs pour assurer la combustion [57].

9.5. Système d'air instrument et d'air service

Le réseau d'alimentation en air comprimé est installé dans l'usine de traitement de gaz de GLA pour assurer l'alimentation en air instrument et air service. Ce réseau comprend :

- Deux compresseurs d'air (K-800-A/B)
- Type alternatif, chacun entraîné par moteur électrique et doté d'un interrupteur de fonctionnement automatique.
- La capacité nominale est de 391 Nm³/h (à 0°C, 1 atm).
- Ballon séparateur d'air service (V-801)
- Ballon tampon pour l'air service.
- Sécheur d'air instrument (X-800) :
- Système de séchage d'air destiné à l'air instrument.
- Récipient d'air instrument (V-800) :
- Récipient d'air instrument, d'une capacité de 15 minutes de fonctionnement.

9.6. Système d'eau industrielle

Le système de distribution d'eau industrielle est prévu dans l'usine de traitement de gaz de GLA pour l'usage de service et sanitaire dans le bâtiment de contrôle, le bâtiment de sécurité, et le poste de prise pour flexibles, et il comprend les pompes à eau industrielle (P-830-A/B) et le réservoir d'eau industrielle (T-830) ayant une capacité de 5m³Ce système est raccordé à la ligne d'alimentation en eau existante en amont de l'entrée du Réservoir d'eau existant, et est alimenté en eau d'appoint à partir de cette ligne [57].

CHAPITRE IV

PARTIE

CALCUL

Problématique

Au début, l'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées à des bouchages des canalisations causés par la formation des hydrates lors de la détente dans la zone cryogénique.

Pour éviter le bouchage des canalisations, les installations de production et de transport doivent être protégées des risques de formation d'hydrates, une première façon d'y arriver consiste à Déshydrater le gaz au niveau des sécheurs de gaz.

Dans le cas de l'UTG de Guellala de la direction régionale de Haoud Berkaoui, depuis sa mise en service début de l'année 1992, cette unité s'est trouvée confrontée à des sérieux problèmes dont l'un des plus importants se situe dans la zone de déshydratation tels que :

- L'augmentation des pertes de charge : Cela peut entraîner une diminution du débit de gaz et une inefficacité du processus de déshydratation.
- La contamination des tamis moléculaires : Les tamis moléculaires sont utilisés pour capturer l'humidité dans le gaz, mais s'ils sont contaminés, leur efficacité diminue.
- L'usure des tamis moléculaires : Les variations brutales de température entre les cycles de chauffage et de refroidissement peuvent entraîner une usure prématurée des tamis moléculaires.
- Le bouchage des canalisations : La formation d'hydrates peut entraîner le blocage des canalisations, entraînant ainsi des arrêts de production et des pertes considérables.

L'usure des tamis moléculaires est due essentiellement au choc thermique de la variation brusque de température entre le chauffage et le refroidissement de cycle de régénération. L'objectif principal de notre étude consiste à :

- Vérification dimensionnelle de la section aux conditions design ;
- Calcul dimensionnel avec les paramètres actuels ;
- Calcul dimensionnel et possibilité de travailler avec deux sécheurs au lieu de trois ;
- Recherche bibliographique de vieillissement de tamis moléculaire ;

1. Entrée de gaz et stabilisateur

Tous les gaz transportés des stations de boosting de BKA et de HBK, à travers les réseaux de collecte, et de la station de boosting de GLA sont mélangés au niveau du collecteur d'entrée, puis sont introduits dans le piège de liquides (V - 401) pour l'élimination de bouchons liquides.

Le courant de gaz provenant du piège de liquides est refroidi à 25 ° C dans le refroidisseur de gaz d'alimentation (E - 401), et est dirigé vers le ballon séparateur d'aspiration de sécheur (V - 402) pour enlever les condensats d'hydrocarbures et l'eau.

Les condensats d'hydrocarbures de fond du stabilisateur sont séparés des C₂ et plus légers et de l'eau par le rebouilleur de stabilisateur (E - 402) réchauffé par l'huile chaude, les condensats

d'hydrocarbures ainsi stabilisés sortant du fond de stabilisateur sont envoyés au débutaniseur (C - 702).

Les vapeurs de tête du stabilisateur sont recyclées vers le refroidisseur de gaz d'alimentation pour enlever H₂O à l'état d'eau. Les condensats non stabilisés sont retournés au séparateur HP existant sans stabilisation lorsque le taux de production des condensats d'hydrocarbures à stabiliser devient inférieur à la charge minimale en stabilisateur. Marche à taux réduit pour maintenir la performance du stabilisateur.

2. Déshydratation

Les vapeurs provenant du ballon séparateur d'aspiration du sécheur sont envoyées aux sécheurs de gaz (V - 403 - A / C) avant de passer à la section de séparation à basse température en aval. Le gaz est séché pour prévenir le bouchage qui pourrait être provoqué à cause du gel ou de la formation d'hydrates à basse température. Le système de séchage est constitué de trois lits au total, dont deux sont en adsorption et l'une en régénération, le gaz séché est envoyé vers le filtre à poussière (Z 401) pour enlever la poussière de déshydratant et d'autres matières qui pourraient causer un bouchage dans les équipements en aval, puis le gaz de régénération est extrait de l'aval du filtre à poussière. Le gaz de régénération est tout d'abord dans les équipements en aval, puis le gaz de régénération est extrait de l'aval du filtre à poussière.

Le gaz de régénération est tout d'abord réchauffé dans le réchauffeur de gaz de régénération (H - 401) et porté jusqu'à une température de 290 °C, puis est utilisé comme gaz de régénération chaud pour le sécheur. La température à la sortie du réchauffeur est contrôlée en cascade par la pression de gaz combustible et la température à la sortie du réchauffeur. Le gaz de régénération, après refroidissement par le refroidisseur de gaz de régénération (E - 403) est envoyé au ballon séparateur de gaz de régénération (V 404) où l'eau est enlevée.

Les vapeurs partant du ballon séparateur de gaz de régénération sont recyclées vers le refroidisseur de gaz d'alimentation par les compresseurs de gaz de régénération (K - 401 - A / B). La commande marche - arrêt du réchauffeur de gaz de régénération est effectuée automatiquement à l'aide du contrôleur de séquence de régénération de sécheur.

I. Le dimensionnement d'un déshydrateur (sécheur V 403 A/B/C) cas design

Effectivement, la détermination du diamètre interne est une étape importante pour le dimensionnement d'un sécheur. Cette caractéristique est essentielle pour garantir un bon fonctionnement et éviter les problèmes tels que l'érosion ou la perte de charge excessive à travers le lit d'adsorbant. À base de tamis moléculaires (1/16")

➤ Composition design du gaz à l'entrée du déshydrateur :

La composition du gaz à l'entrée est représentée dans le tableau (IV.1) :

Tableau (IV.1) : paramètre cinétique de gaz

Composition	% molaire Y_i	T_c [°K]	P_c [bar]	Masse moléculaire (g/mol)	Poids moléculaires M_i
H₂O	0.1256	----	----	18,02	0.0226
N₂	3.2748	126.7	33.9	28.02	0.917
CO₂	0.5012	304.4	74	44.01	0.2206
CH₄	60.5993	191.1	46.4	16.04	9.7201
C₂H₆	19.3312	305.6	48.8	30.07	5.8128
C₃H₈	10.9279	370	42.5	44.09	4.8181
ic₄H₁₀	1.0587	408.3	36.5	58.12	0.6153
nC₄H₁₀	2.9878	425.6	38	58.12	1.7365
iC₅H₁₂	0.3922	461.1	33.3	72.15	0.2829
nC₅H₁₂	0.5675	470.6	33.7	72.15	0.4095
nC₆H₁₃	0.2001	508.3	30.3	86.17	0.1724
nC₇H₁₆	0.0325	540.6	27.4	100.2	0.0326
nC₈H₁₈	0.0011	569.4	25	114	0.0013
Total	100	----	----	----	24.76

➤ **Les caractéristiques des tamis utilisés :**

Caractéristiques	(1/16")
Type de tamis	4°A
Diamètre des pores (°A)	4.2
Masse volumique (lb/ft ³)	43
Diamètre des particules (ft)	0.0052
Longueur des particules	0.0131
Capacité d'adsorption lb H ₂ O/100lb adsorption	22
Capacité résiduelle d'adsorption après régénération	2.4
Efficacité(%)	70

➤ **Paramètre de service**

- Température de service : $25^{\circ}\text{C} = [(25 \times 1.8) + 32] + 460 = 537^{\circ}\text{R}$;
- Pression de service : $25 \text{ bars} = 25 \times 14.5038 = 362.59 \text{ psia}$.
- Température de régénération : 240°C
- Débit gaz brut : $50468.31 \text{ m}^3/\text{h} = 1211239.082 \text{ Sm}^3/\text{jour}$.

- Temps de cycle : 12 heures :
 - ✓ Adsorption : 8 heures
 - ✓ Régénération : 4 heures

1.1. Calcul de la teneur en eau du gaz d'alimentation

$$Y_w = \frac{K \cdot F_w \cdot Z}{F}$$

Y_w : Teneur en eau ppm.

K : Constante d'équilibre.

F_w : Fugacité de l'eau à P et T.

F : Coefficient de fugacité.

1.1.1. Détermination de la constante d'équilibre K :

Connaissant les paramètres de service :

$$P = 25 \text{ bar} = 25 \times 14,5038 = 362,59 \text{ psia}$$

$$T = 25 \text{ °C} = (25 \times 1.8) + 32 = 77 \text{ °F}$$

D'après l'abaque dans l'annexe 1 on trouve :

$$K = 0.0035$$

1.1.2. Calcul du facteur de compressibilité du mélange :

Le facteur de compressibilité se détermine d'après les courbes de compressibilité. Mais notre calcul impose d'utiliser une méthode plus pratique pour déterminer ce facteur à l'aide d'un outil informatique. Alors les chercheurs ont trouvé une équation numérique pour la détermination de la compressibilité du gaz en fonction des pressions et températures pseudo réduites :

$$Z_i = 1 + \left[\left(\left(0.083 - \left(\frac{0.422}{T_{ri}^{1.6}} \right) \right) \times \frac{P_{ri}}{T_{ri}} \right) + \left(\left(0.2 \times \left(0.139 - \left(\frac{0.172}{T_{ri}^{4.2}} \right) \right) \right) \times \frac{P_{ri}}{T_{ri}} \right) \right]$$

$$Z = 1 + \left[\left(\left(0.083 - \left(\frac{0.422}{T_r^{1.6}} \right) \right) \times \frac{P_r}{T_r} \right) + \left(\left(0.2 \times \left(0.139 - \left(\frac{0.172}{T_r^{4.2}} \right) \right) \right) \times \frac{P_r}{T_r} \right) \right]$$

a) Calcul de la pression et la température pseudo réduites du mélange :

A l'entrée des déshydrateurs : $P_r = \frac{P}{P_{cmel}}$; $T_r = \frac{T}{T_{cmel}}$

Tel que : P, T : la pression et la température à l'entrée :

✓ $P [\text{bar}] = 25 + 1 = 26 \text{ bar}$

✓ $T [^\circ\text{K}] = 25 + 273.15 = 298.15$

b) Calcul de la pression et la température pseudo critiques du mélange :

$$P_{cmel} = \sum P_{ci} \times x_i$$

P_{ci} : la pression pseudo critique du constituant i ;

$$P_{cmel} = 45.591 \text{ bar}$$

De la même façon nous calculons la température pseudo critique :

$$T_{cmel} = \sum T_{ci} \times x_i$$

T_{ci} : la température pseudo critique du constituant i ;

$$T_{cmel} = 243.706 \text{ °K}$$

$$P_r = \frac{25}{45.591} = 0.57 \quad ; \quad T_r = \frac{298.15}{243.706} = 1.223$$

$$Z = 0.902$$

1.1.3. Détermination de la fugacité F_w :

A l'aide des deux paramètres de pression et de température de service

- ✓ $T = 77 \text{ °F} (25 \text{ °C})$.
- ✓ $P = 362.59 \text{ psia} (25 \text{ bars})$.

Et à l'aide de l'abaque dans l'annexe 2, on lit la valeur de F_w :

$$F_w = 236.4 \text{ psia}$$

1.1.4. Détermination de Coefficient de la fugacité F :

F / P en fonction de T_r, P_r

Lecture de F / P à partir de l'abaque dans l'annexe 3, donc :

$$F / P = 0,9$$

$$P = 362,595 \text{ psia,}$$

$$F = 0,9 \times 362,59$$

$$F = 326,331 \text{ psia}$$

La teneur en eau sera donc :

$$Y_w = \frac{K \times F_w \times Z}{F} = \frac{0.0035 \times 236.4 \times 0.902}{326.331}$$

$$Y_w = 0.00228698 = 2286.98 \text{ ppm}$$

La marge d'erreur de cette équation est de plus ou moins 5

$$\Delta Y_w = 114,35 \text{ ppm}$$

Teneur maximale en eau

$$Y_w = 2286.98 + 114,35$$

$$Y_w = 2401.33 \text{ ppm}$$

1.2. Calcul de la vitesse massique permissible (max)

$$G = 3600 \sqrt{C \times D_p \times \rho_g \times \rho_d}$$

C : Constante comprise entre 0.81 et 1.06 (C = 1.06)

D_p : Diamètre des particules (0,0052 ft)

ρ_g: Masse volumique du gaz

ρ_d : Masse volumique du dessiccant type 4 °A (43 lb / ft³)

1.2.1. Calcul de la masse volumique du gaz

Données :

✓ P = 25 bars = 362,59 psia

✓ T = 25°C = 536.67 °R

✓ R = 10,73psia ft³ / lb mol °R

✓ Z = 0,902

$$\rho_g = \frac{(P \times M_g)}{Z \times R \times T} = \frac{362.59 \times 24.76}{0.902 \times 10.73 \times 536.67}$$

$$\rho_g = 1.7 \text{ Ib/ft}^3$$

$$G = 3600 \sqrt{1.06 \times 0.0052 \times 1.7 \times 43}$$

$$G = 2285.16 \text{ Ib/hft}^2$$

1.3. Calcul de vitesse superficielle permissible admise

$$V_g^{\max} = \frac{G}{\rho_g} \quad \text{vitesse linéaire max (ft/h)}$$

$$V_g^{\max} = 1344.21 \text{ ft/h}$$

$$V_g^{\max} = 22.41 \text{ ft/min}$$

1.4. Calcul du diamètre minimal de la colonne

$$D_{\min} = \sqrt{C_1 \times Q_v \times Z \times \frac{T}{P \times V_g}}$$

Q_v : débit de la charge gazeuse (Mmcuft/D)

✓ Q_v = 50468.31 m³/h = 42.39 ft³/h

✓ C₁ = 25.5

$$D_{\min} = 8.02 \text{ ft}$$

$$D_{\min} = 2.45 \text{ m}$$

1.5. Calcul de la quantité d'eau dans la charge

$$q = 0.054 \times Q_v \times Y_w / D^2 \quad (\text{Lb adsorbat/hft}^2)$$

$Y_w = 62.43 \text{ lbH}_2\text{O/Mm}^3$: la teneur en eau

$$q = 2.22 \text{ (lb adsorbat/hft}^2)$$

1.6. Calcul de la zone de transfert de mass (ZTM)

SIPON et GUMING ont estimé cette hauteur pour les tamis moléculaires par :

$$H_z = \frac{(225 \times q^{0.7895})}{V_g^{0.5506} \times R_s^{0.2646}}$$

R_s : Saturation relative en %

$R_s = 100 \%$ dans notre cas

$$H_z = \frac{(225 \times 2.22^{0.7895})}{22.41^{0.5506} \times 100^{0.2646}}$$

$$H_z = 22.54 \text{ in}$$

$$H_z = 1.88 \text{ ft} = 0.57 \text{ m}$$

1.7. Calcul de la hauteur d'équilibre

$$H_{\text{éq}} = \frac{127.4 \times W}{\rho_d \times X \times D^2}$$

1.7.1. Calcul de la masse d'eau adsorbée par cycle

$$W = \frac{Q_v \times Y_w \times 8}{24}$$

$$W = 1323.20 \text{ lbH}_2\text{O/cycle}$$

1.7.2. Capacité d'adsorption utile

La capacité d'adsorption théorique du tamis neuf est lb/100lb adsorbant

En pratique, il est tenu compte du vieillissement de l'adsorbant et de la perte d'efficacité qui expérimentalement est de 50% donc : $X = 22 \times 0.5 = 11 \text{ lb d'eau/100 lb tamis}$

$$H_{\text{éq}} = 5.45 \text{ Ft}$$

$$H_{\text{éq}} = 1.66 \text{ m}$$

1.8. Calcul de la hauteur totale

$$H_t = H_{\text{éq}} + 0.45H_z$$

H_t : Hauteur totale de lit

$H_{\text{éq}}$: Hauteur total d'équilibre

$0.45H_z$: Hauteur de lit non utilisé

$$H_t = 6.29 \text{ ft}$$

$$H_t = 1.92 \text{ m}$$

1.9. Calcul des pertes de charge à travers le déshydrateur

La chute de pression dans le lit est liée à la vitesse superficielle par une équation d'Ergun modifiée :

$$\frac{\Delta p}{H_t} = B \times \mu \times V + C \times \rho_d \times V^2$$

$$\Delta p = (B \times \mu \times V + C \times \rho_d \times V^2) \times H_t$$

$$\Delta p = 0.27 \text{ bar}$$

$\frac{\Delta p}{H_t}$: Perte de charge linéaire ($\frac{\text{psi}}{\text{ft}}$)

μ : 0.014 Viscosité dynamique

ρ_d : La masse volumique du gaz

$B = 0,152$, $C = 0,000136$ des constantes dépendent de la forme de l'adsorbant, pour les tamis moléculaires, ces constantes sont données comme suit:

Tableau (IV.2) : Les consituat B et C

Type de particule	B	C
1/18 bead	0.056	0.0000889
1/8 extrudate	0.0722	0.000124
1/16 bead	0.152	0.000136
1/16 extrudate	0.238	0.000210

1.10. Calcul du temps de service

$$T_s = 0.01 \times \rho_d \times X \times H_{\text{éq}}/q$$

$$T_s = 0.01 \times 43 \times 11 \times 5.45/2.22$$

$$T_s = 11.61 \text{ h}$$

1.11. Calcul du temps de saturation

$$T_{\text{sat1}} = 0.01 \times \rho_d \times X \times H_t / q$$

$$T_{\text{sat1}} = 0.01 \times 43 \times 11 \times 6.29/2.22$$

$$T_{\text{sat1}} = 13.40 \text{ h}$$

$$T_{\text{sat2}} = T_s \times H_t/H_{\text{éq}}$$

$$T_{\text{sat2}} = 13.39 \text{ h}$$

Tableau (IV.3) : Résultate de calcul de dimensionemnt de sécheure (V403 A/B/C)

Grandeur	valeur
Vitesse massique admissible G (Ib/hft ²)	2285.16
Vitesse superficielle V_g^{\max} (ft/min)	22.41
Diamètre minimal D_{\min}	8.02 ft
	2.45 m
Quantité d'adsorbat adsorbé par unité de temps et de surface q (IbH ₂ O/hft ²)	2.22
Hauteur de zone de transfert de masse H_z (ft)	1.88
Capacité d'adsorption à la saturation X (IbH ₂ O/100adsorbant)	22
Temps de cycle t_c (h)	12
Quantité d'adsorbant adsorbe par cycle W (IbH ₂ O/cycle)	1323.20
Hauteur d'équilibre $H_{\text{éq}}$	5.45 ft
	1.66 m
Hauteur totale de lit H_t	6.29 ft
	1.92 m
Perte de charge Δ_p	11.61
Le temps de service t_s (h)	0.27
Le temps de saturation t_{sat} (h)	13.39

2. Calcul de la quantité de chaleur nécessaire pour la régénération

Généralement, l'adsorption d'un lit fixe fait le cycle de la régénération par chauffage.

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

La température du gaz chaud utilisé pour la régénération des tamis moléculaires oscille entre 200 et 300°C. La quantité de chaleur nécessaire pour la régénération est la somme de quantité de chaleurs suivantes :

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

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

➤ Chaleur nécessaire pour le chauffage des dessicants

$$Q_1 = M_{TM} \times C_{PTM} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

M_{TM} : masse de tamis place dans un sécheur (kg)

C_{PTM} : Chaleur spécifique du tamis moléculaires

T_F ; T_1 : Température finale et initiale (c°)

➤ **Chaleur nécessaire pour le chauffage de la colonne vide**

$$Q_2 = M_{CV} \times C_{pa} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

M_{CV} : La masse de la colonne vide (kg)

C_{pa} : Chaleur spécifique de l'acier (kcal/kg .c°)

➤ **Chaleur nécessaire pour le chauffage des billes céramique**

$$Q_3 = M_{BC} \times C_{PBC} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

M_{BC} : Masse des billes céramiques (kg);

C_{PBC} : Chaleur spécifique des billes céramique (kcal/kg°c).

➤ **Chaleur nécessaire pour le chauffage de l'eau (désorption)**

$$Q_4 = M_{eau} \times C_{peau} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

M_{eau} : Masse d'eau adsorbée par cycle (kg) ;

C_{peau} : Chaleur spécifique d'eau (kcal/kg.c°) ;

➤ **Chaleur nécessaire pour le chauffage des hydrocarbures**

$$Q_5 = M_{hc} \times C_{Phc} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

M_{hc} : Masse des hydrocarbures adsorbée par cycle (kg);

$$M_{hc} = 0.1M_{eau}$$

C_{phc} : Chaleur spécifique des hydrocarbures (kcal/kg°c).

➤ **Chaleur nécessaire pour l'évaporation des hydrocarbures**

$$Q_6 = M_{hc} \times Q_{vap} \times (T_F - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

Q_{vap} : Chaleur latente de vaporisation des hydrocarbures (kcal/kg)

Tableau (IV.4) : Donnée de calcule

Température du gaz de régénération T	240 °C
Pression de régénération	18 bars
Poids moléculaire du gaz de régénération M_w	24.76 kg
Débit volumique Q_v	42,39 mmscuft/d
masse totale du dessicant M_t	4320 kg
masse des billes céramiques M_{Bc}	680 kg
quantité d'eau adsorbée par cycle M_{eau}	580.19 kg
chaleur spécifique des tamis moléculaires C_{PTM}	0.22 kcal/kg°c

chaleur spécifique des billes céramiques C_{PBC}	0.24 kcal/kg $^{\circ}$ c
chaleur spécifique de l'acier C_{Pa}	0.12 kcal/kg $^{\circ}$ c
chaleur spécifique de l'eau C_{Peau}	1 kcal/kg $^{\circ}$ c
chaleur spécifique des hydrocarbures C_{phc}	0,65 kcal/kg $^{\circ}$ c
chaleur spécifique latente des hydrocarbures Q_{vap}	111 kcal/kg $^{\circ}$ c
masse de la colonne vide M_{cv}	18000 kg

2.1. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage

a) La quantité de chaleur consommée

$$Q_{ch} = M \times C_p \times (T_2 - T_1) \quad (\text{Kcal})$$

➤ La quantité de chaleur consommée pendant la période (A)

$T_1=25^{\circ}\text{C}$ température du gaz d'alimentation.

$T_2=110^{\circ}\text{C}$ température du palier.

- ✓ $Q_T = 80784$ (kcal) Dessicant;
- ✓ $Q_{BC} = 13872$ (kcal) Billes céramiques;
- ✓ $Q_{CV} = 183600$ (kcal) colonne vide;
- ✓ $Q_{eau} = 49316.15$ (kcal) Quantité d'eau adsorbée;
- ✓ $Q_{HC} = 3205.55$ (kcal) Hydrocarbures adsorbées $M_{hc} = 0.1M_{eau}$
- ✓ $Q_{VHC} = 547409.265$ (kcal) chaleur latent pour les hydrocarbures

$$\sum_{i=1}^{i=6} Q_{ch} = 878186.965 \text{ Kcal}$$

➤ La quantité de chaleur consommée pendant la période (B)

$T_2=110^{\circ}\text{C}$ température du palier.

$T_3=190^{\circ}\text{C}$ température de vaporisation des hydrocarbures.

- ✓ $Q_T = 76032$ (kcal) Dessicant;
- ✓ $Q_{BC} = 13056$ (kcal) Billes céramiques;
- ✓ $Q_{CV} = 172800$ (kcal) colonne vide;
- ✓ $Q_{eau} = 46415.2$ (kcal) Quantité d'eau adsorbée;
- ✓ $Q_{HC} = 3016.988$ (kcal) Hydrocarbures adsorbées $M_{hc} = 0.1M_{eau}$
- ✓ $Q_{VHC} = 515208.72$ (kcal) chaleur latent pour les hydrocarbures

$$\sum_{i=1}^{i=6} Q_{chB} = 826528.908 \text{ Kcal}$$

➤ La quantité de chaleur consommée pendant la période (C)

$T_3=190^{\circ}\text{C}$ température de vaporisation des hydrocarbures.

$T_H=240^\circ\text{C}$ température de régénération du gaz.

- ✓ $Q_T = 47520$ (kcal) Dessicant;
- ✓ $Q_{BC} = 108000$ (kcal) Billes céramiques;
- ✓ $Q_{CV} = 8160$ (kcal) colonne vide;
- ✓ $Q_{eau} = 29009.5$ (kcal) Quantité d'eau adsorbée;
- ✓ $Q_{HC} = 1885.6175$ (kcal) Hydrocarbures adsorbés $M_{hc} = 0.1M_{eau}$
- ✓ $Q_{VHC} = 322005.45$ (kcal) chaleur latent pour les hydrocarbures

$$\sum_{i=1}^{i=6} Q_{ch} = 516580.568 \text{ Kcal}$$

$$\sum_{i=1}^{i=3} Q_{ch} = 5175620.705 \text{ Kcal}$$

Les pertes des chaleurs à travers les parois sont estimées à 10% de la quantité de chaleur du système.

$$0.1 \sum_{i=1}^{i=3} Q_{ch} = 517562.0705 \text{ Kcal}$$

La durée de chauffage est de 2.33 h donc :

$$Q_{ch} = \frac{517562.0705}{2.33}$$

$$Q_{ch} = 222129.644 \text{ Kcal}$$

b) la chaleur spécifique

$$C_{pi} = 4.63 \times 10^{-1} + 3.88 \times 10^{-4} \times T_i + 2.25 \times 10^{-6} \times T_i^2 - 3.75 \times 10^{-9} \times T_i^3$$

$$T_1 = 25^\circ\text{C} = 77^\circ\text{F}$$

$$T_2 = 110^\circ\text{C} = 230^\circ\text{F}$$

$$T_3 = 190^\circ\text{C} = 374^\circ\text{F}$$

$$T_4 = 240^\circ\text{C} = 464^\circ\text{F}$$

$$T_A = \frac{T_1 + T_2}{2} = \frac{25 + 110}{2} = 67.5^\circ\text{C}$$

$$T_B = \frac{T_2 + T_3}{2} = \frac{110 + 190}{2} = 150^\circ\text{C}$$

$$T_C = \frac{T_3 + T_4}{2} = \frac{190 + 240}{2} = 215^\circ\text{C}$$

$$T_{moy} = \frac{T_A + T_B + T_C}{3} = 144.17$$

Donc :

La chaleur spécifique sera égale à :

$$C_p = 0.55$$

On aura alors :

$$G_{CH} = \frac{Q_{CH}}{C_p \times (T_H - T_{moy})}$$

$$G = 4229.02 \text{ (kg/h)}$$

Les résultats trouvés sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau (IV.5) : Résultat de calcul de débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage

Quantité de chaleur consommée pour le chauffage Q_{ch} (Kcal/h)	222129.644
Chaleur spécifique (kcal/kg°C)	0.55
Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage G_{ch} (kg/h)	4229.02

2.2. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement

$$G_{ref} = \frac{Q_D}{C_{pr} \times (T_D - T_1)}$$

a) La quantité de chaleur consommée

$$T_D = (T_H + T_5)/2$$

$$T_H = 240^\circ\text{C} \quad ; \quad T_1 = 25^\circ\text{C}$$

$$T_D = 132.5^\circ\text{C}$$

$$Q_r = M \times C_p \times (T_H - T_1)$$

$$Q_{r1} = 464400 \quad (\text{kcal}) \text{ colonne vide}$$

$$Q_{r2} = 204336 \quad (\text{kcal}) \text{ dessicant}$$

$$Q_{r3} = 35088 \quad (\text{kcal}) \text{ billes céramiques}$$

$$\sum_{i=1}^{i=3} Q_{ri} = 703824 \text{ KCal}$$

$$Q_D = 0.9 \sum_{i=1}^{i=3} Q_{Di} = 633441.6 \text{ KCal}$$

La durée de refroidissement est de 1.42 h et donc :

$$Q_D = \frac{633441.6}{1.42}$$

$$Q_D = 271863.3476 \text{ Kcal/h}$$

b) La chaleur spécifique est égale

$$C_{pi} = 4.71 \times 10^{-1} + 4.6 \times 10^{-4} \times T_i + 4.17 \times 10^{-6} \times T_i^2 - 2.49 \times 10^{-9} \times T_i^3$$

$$C_p = 0.605 \text{ Kcal/Kg}^\circ\text{C}$$

On aura alors :

$$G_{ref} = 4180.10$$

Les résultats trouvés sont présentés dans le tableau suivant

Tableau (IV.6) : Débit de gaz de régénération nécessaire pour refroidissement

Quantité de chaleur consommée pour le refroidissement Q_D (Kcal)	446085.6338
Chaleur spécifique C_{pr} (Kcal/Kg°C)	0.605
Débit de gaz nécessaire pour le refroidissement G_{ref} (Kg/H)	3541.68

II. Le dimensionnement d'un déshydrateur (sécheur V 403 A/B/C) cas actuel

➤ Composition du gaz à l'entrée du déshydrateur :

La composition du gaz à l'entrée est représentée dans le tableau

Tableau (IV.7) ; Paramètre critique du gaz

Composition	% molaire Y_i	T_c [°K]	P_c [bar]	Masse Moléculaire (g/mol)	Poids moléculaires M_i
H₂O	0.21	----	----	18,02	0.0378
N₂	3.111	126.7	33.9	28.02	0.871
CO₂	0.33	304.4	74	44.01	0.1452
CH₄	61.585	191.1	46.4	16.04	9.8782
C₂H₆	20.96	305.6	48.8	30.07	6.3026
C₃H₈	9.64	370	42.5	44.09	4.250
ic₄H₁₀	0.78	408.3	36.5	58.12	0.4533
nC₄H₁₀	2.349	425.6	38	58.12	1.365
iC₅H₁₂	0.264	461.1	33.3	72.15	0.1904
nC₅H₁₂	0.433	470.6	33.7	72.15	0.3124
nC₆H₁₃	0.222	508.3	30.3	86.17	0.1912
nC₇H₁₆	0.084	540.6	27.4	100.2	0.0841
nC₈H₁₈	0.032	569.4	25	114	0.0364
Total	100	----	----	----	24.11

➤ Paramètre de service

- Température de service : $25^\circ\text{C} = (25 \times 1.8) + 32 + 460 = 537^\circ\text{R}$;
- Pression de service : $22 \text{ bars} = 22 \times 14.5038 = 319.0836 \text{ psi}$;
- Température de régénération : 240°C ;
- Débit gaz brut : $47925 \text{ m}^3/\text{h} = 1150208 \text{ Sm}^3/\text{jour}$;
- Temps de cycle :
 - ✓ Adsorption : 12 heures
 - ✓ Régénération : 6 heures.

1. Calcul de dimensionnement

En utilisant la même méthode précédente pour faire les calculs et en divisant la charge sur les deux sécheurs on trouve alors $Q = 575104 \text{ Sm}^3/\text{J} = 20.12 \text{ Mmcf}/\text{D}$.

Tableau (IV.8) : Résultat de calcul de dimensionnement de sécheur (V403 A/B/C) cas actuel

Grandeur	valeur
Vitesse massique admissible G (Ib/hft ²)	2073.74
Vitesse superficielle V_g^{\max} (ft/min)	24.68
Diamètre minimal D_{\min}	5.70 ft
	1.7 m
Quantité d'adsorbant adsorbé par unité de temps et de surface q (IbH ₂ O/hft ²)	2.08
Hauteur de zone de transfert de masse H_z (ft)	1.65
Capacité d'adsorption à la saturation X (IbH ₂ O/100adsorbant)	22
Temps de cycle t_c (h)	18
Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle W (IbH ₂ O/cycle)	628.06
Hauteur d'équilibre $H_{\text{éq}}$	5.20 ft
	1.58 m
Hauteur totale de lit H_t	5.94 ft
	1.81 m
Perte de charge Δ_p	0.19
Le temps de service t_s (h)	11.82
Le temps de saturation t_{sat} (h)	13.50

2. Régénération sur tamis moléculaires (1/16")

Tableau (IV.9) : Donnée de calcul

Température du gaz de régénération T	240 °C
Pression de régénération	18 bars
Poids moléculaire du gaz de régénération M_w	24.11 kg
Débit volumique Q_v	20.12 mmscuft/d
masse totale du dessicant M_t	2409.14 kg
masse des billes céramiques M_{Bc}	680 kg
quantité d'eau adsorbée par cycle M_{eau}	231.78 kg
chaleur spécifique des tamis moléculaires C_{PTM}	0.22 kcal/kg°C
chaleur spécifique des billes céramiques C_{PBC}	0.24 kcal/kg°C
chaleur spécifique de l'acier C_{Pa}	0.12 kcal/kg°C
chaleur spécifique de l'eau C_{Peau}	1 kcal/kg°C

chaleur spécifique des hydrocarbures C_{phc}	0,65 kcal/kg $^{\circ}$ c
chaleur spécifique latente des hydrocarbures Q_{vap}	111 kcal/kg $^{\circ}$ c
masse de la colonne vide M_{cv}	18000 kg

2.1. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage

Tableau (IV.10) : Résultat de calcul de débit de gaz de régénération nécessaire de chauffage

Quantité de chaleur consommée pour le chauffage Q_{ch} (Kcal/h)	231317.999
Chaleur spécifique (kcal/kg $^{\circ}$ c)	0.55
Débit de gaz de régénération nécessaire pour le chauffage G_{ch} (kg/h)	4403.96

2.2. Débit de gaz de régénération nécessaire pour le refroidissement

Tableau (IV.11) : Résultat de calcul de gaz nécessaire pour le refroidissement

Quantité de chaleur consommée pour le refroidissement Q_D (Kcal)	271863.348
Chaleur spécifique C_{pr} (Kcal/Kg $^{\circ}$ C)	0.605
Débit de gaz nécessaire pour le refroidissement G_{ref} (Kg/H)	4180.10

3. Comparaison des résultats obtenus avec ceux de design

	Cas design	Cas actuel
Diamètre (m)	2.45	1.7
Hauteur Total (m)	1.92	1.81
Charge tamis (kg)	4320	2409.14
Perte de charge totale (bar)	0.27	0.19
Débit de gaz de régénération kg /h	4229.02	4403.96

4. Discussion des résultats

Comme les résultats du tableau l'indiquent, les dimensions des sècheurs nécessaires pour la charge actuelle sont réduites par rapport à celles existants pour la charge du cas design, le diamètre est inférieur de 25% par rapport au cas design, la hauteur est inférieure de 18%, 44% de moins pour la charge du tamis et enfin 30% de moins de pertes de charge.

III. Etude de la possibilité de travailler avec deux sècheurs au lieu de trois

1. Calcul de dimensionnement

Dans cette partie on utilise les données du cas actuel sans diviser la charge sur les deux sècheurs, les résultats de calculs sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau (IV.12) : Résultat de calcul de dimensionnement de sécheur

Grandeur	valeur
Vitesse massique admissible G (Ib/hft ²)	2339.46
Vitesse superficielle V_g^{\max} (ft/min)	22.14
Diamètre minimal D_{\min}	7.2 ft
	2.18 m
Quantité d'adsorbat adsorbé par unité de temps et de surface q (IbH ₂ O/hft ²)	2.27
Hauteur de zone de transfert de masse H_z (ft)	1.92
Capacité d'adsorption à la saturation X (IbH ₂ O/100adsorbant)	22
Temps de cycle t_c (h)	18
Quantité d'adsorbant adsorbé par cycle W (IbH ₂ O/cycle)	1256.06
Hauteur d'équilibre $H_{\text{éq}}$	5.65 ft
	1.72 m
Hauteur totale de lit H_t	6.52 ft
	1.98 m
Perte de charge Δ_p	0.23
Le temps de service t_s (h)	7.86
Le temps de saturation t_{sat} (h)	9.67

Tableau (IV.13) : Comparaison des résultats

	Cas design	Cas actuel
Débit de gaz d'alimentation Sm ³ /J	1211239.082	13802496
Vitesse superficielle V_g^{\max} (ft/min)	22.41	22.14
Perte de charge totale (bar)	0.27	0.23

2. Discussion des résultats

Après avoir fait les calculs de vérification pour travailler avec un seul sécheur, on a constaté qu'il est effectivement possible de passer à un seul sécheur vu que les pertes de charge ne dépassent pas la valeur du design et la vitesse admissible est inférieure à celle de design.

IV. Discussion des problèmes liés au vieillissement de tamis moléculaire

Les conditions opératoires sévères d'exploitation dans le sécheur de gaz, telles qu'une teneur en eau élevée, un grand gradient de température et une haute pression de régénération, entraînent la formation et le reflux d'eau libre dans le sécheur.

Lorsque le gaz chaud de régénération monte à travers le sécheur, il se sature en eau et en hydrocarbure. Lorsqu'il atteint la partie supérieure du sécheur, où les parois et les particules du tamis sont à température ambiante, l'eau et les hydrocarbures lourds commencent à se condenser et à s'accumuler. Le gaz chaud continue à monter, évaporant d'abord les hydrocarbures liquides et laissant de l'eau libre à l'état liquide, qui s'évaporerait une fois qu'elle atteindra sa température d'ébullition.

Pendant ce processus, l'eau libre dissout certains composés du tamis (liant) qui sont solubles dans l'eau. La dissolution de ces composés dépend du pH du milieu et de la durée pendant laquelle l'eau libre est en contact avec l'adsorbant. Certains des composants solubles peuvent être des échangeurs d'ions avec la zéolite, ce qui peut entraîner la formation de sels solides après l'évaporation de l'eau. Ces sels cimentent ensuite le tamis et les billes céramiques, formant ainsi un solide imperméable.

Ces solides se forment principalement sur les parois latérales du sécheur, réduisant ainsi les performances du sécheur en diminuant son diamètre réel. Après un certain nombre de cycles, on peut observer des chutes de pression considérables, ainsi que la présence de poussières résultant de la décomposition du tamis moléculaire.

Dans votre cas, ce phénomène de reflux est aggravé par le fait qu'une partie de l'eau entraînée par le gaz de régénération s'accumule devant la vanne KV401A/B/C et est entraînée de nouveau dans le sécheur lorsque ce dernier passe en service. Pour remédier à ce problème, des purges manuelles ont été installées pour évacuer cette eau avant que le sécheur ne soit mis en service.

Un deuxième problème a été remarqué au niveau de la vanne KV407, où une partie de l'eau entraînée par le gaz de régénération s'accumule devant la vanne avant d'être entraînée vers le sécheur par le gaz de régénération dans le nouveau cycle. Cette eau entraînée contamine la zone inférieure du sécheur, également appelée zone inutile. Le calcul du sécheur est conçu de manière à ce que la zone de transfert, qui se déplace progressivement vers le bas, réduise la zone inutile et atteigne le fond du lit au bout de 3 ans.

Un troisième point à noter concerne l'entrée des sécheurs. Le gaz de processus est censé être exempt d'eau libre, cependant, ce gaz contient une quantité d'eau libre qui s'écoule par gravité dans le premier piquage vers le sécheur V403A.

La figure suivante est une observation réelle enregistrée dans une usine

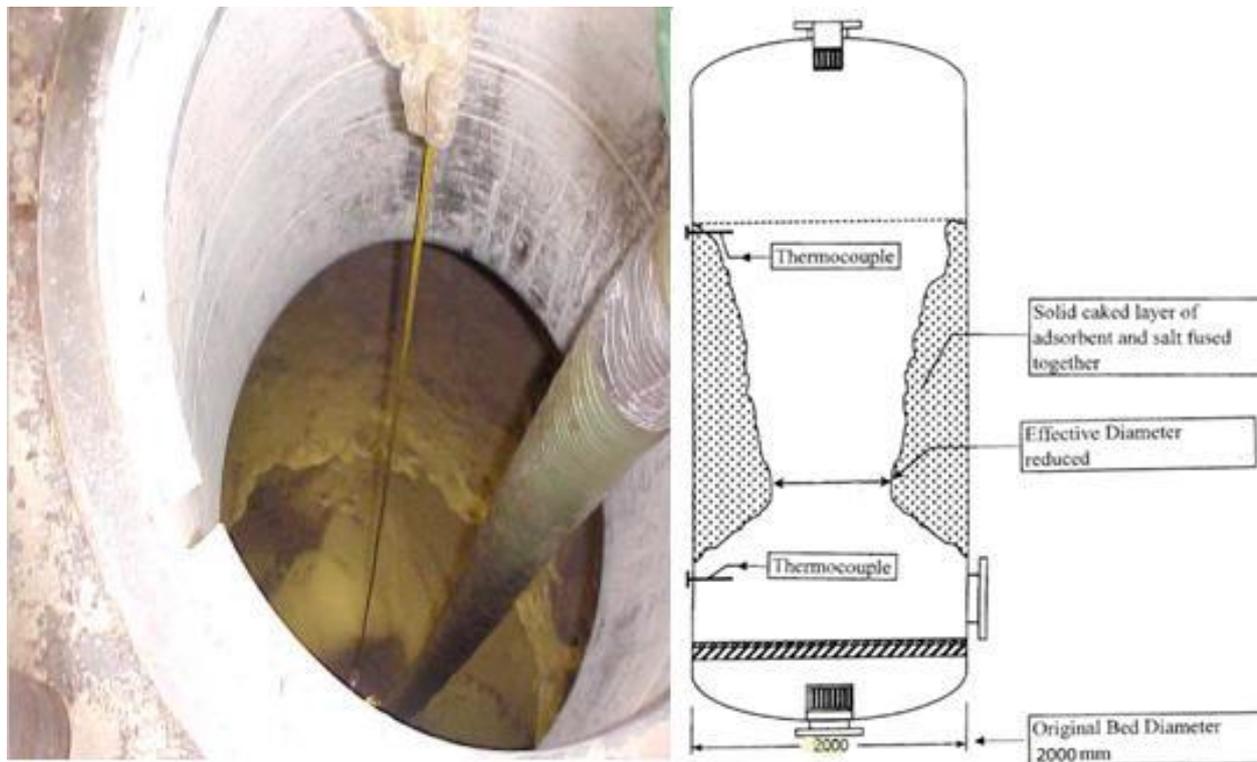


Figure (IV.1) : Représentation d'un sécheur dégradé

1. Influence du vieillissement des tamis sur la durée du cycle

Effectivement, la solidification du tamis moléculaire sur les parois latérales du sécheur peut réduire les dimensions effectives du sécheur. Cette réduction dimensionnelle a pour conséquence une diminution du temps de saturation, c'est-à-dire que le sécheur atteindra sa capacité maximale d'adsorption en eau avant la fin du cycle. En conséquence, le sécheur continuera à recevoir du gaz humide qui ne sera pas déshydraté correctement, ce qui peut entraîner des problèmes de bouchage, comme celui observé au niveau de l'E601.

Pour remédier à ce problème, il est recommandé de diminuer la durée du cycle de façon à ce qu'elle soit inférieure au temps de saturation du sécheur. Dans notre cas, il est proposé de travailler avec un cycle de 8 heures, tel que spécifié par la conception. Cette réduction du cycle permettra de garantir que le sécheur n'atteigne pas sa capacité maximale d'adsorption en eau avant la fin du cycle, assurant ainsi une déshydratation efficace du gaz.

CONCLUSION

GÉNÉRALE

Conclusion

Dans notre étude de dimensionnement des sécheurs de gaz de l'unité de traitement de gaz Guellala, nous avons constaté que la charge actuelle était de 1,2 smm³/j, ce qui représente une réduction de 50% par rapport à la charge de conception pour laquelle les sécheurs existants ont été conçus (2,4 smm³/j). En conséquence, la déshydratation de la charge actuelle nécessite une quantité de tamis inférieure à celle des sécheurs existants.

Pour éviter d'installer de nouveaux sécheurs ou d'utiliser une petite quantité de tamis dans les sécheurs, nous proposons de travailler avec les mêmes sécheurs et la même quantité de tamis sans diviser la charge entre deux sécheurs. Nous suggérons d'utiliser un système de rotation, où pendant un cycle, un sécheur est en service, un est en régénération et le dernier est au repos. Cette proposition a été vérifiée par des calculs qui ont démontré son applicabilité sur site. Ainsi, vous pourrez économiser la quantité totale de tamis présente dans l'un des trois sécheurs.

Concernant le problème de vieillissement des tamis, nous Avon discuté des conséquences de ce problème en vous appuyant sur des revues de littérature. Les solutions proposées comprennent la réduction de la durée du cycle pour éviter la saturation du sécheur avant la régénération, l'entretien régulier des purges KV407 et KV401 ou l'installation de purgeurs automatiques. Il est également suggéré de modifier la disposition des conduites afin d'éviter l'accumulation d'eau condensée qui pourrait endommager les sécheurs.

Pour protéger les sécheurs et prolonger leur durée de vie, vous proposez de travailler avec seulement deux sécheurs, en laissant le troisième au repos. Une autre possibilité consiste à travailler avec les trois sécheurs en augmentant la durée du cycle de service (12 heures) et de régénération (6 heures), puis en diminuant progressivement cette durée à mesure que les tamis vieillissent, jusqu'à atteindre le cycle proposé par le design initial.

Ces recommandations visent à optimiser l'utilisation des sécheurs existants, à minimiser les coûts d'installation de nouveaux équipements et à prolonger la durée de vie des tamis moléculaires en appliquant des mesures de maintenance appropriées.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] article SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007. (Publication de l'Entreprise SONATRACH).ISSN 1111-1070.
- [2] Dr. Sellami Med Hassen, cours Procédés de traitement du gaz
<https://www.researchgate.net/publication/312041795/UKMO>
- [3] ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737 Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994.430p. (L'Institut Français du Pétrole).
- [4] Adham Abdullah Ahmed Qaid & Hani Essam Sarhan Dail & Chaima Chettouh. Mémoire de MASTER. Etude bibliographique sur la déshydratation du gaz naturel.2021.
- [5] Saeid Mokhatab & William A. Livre.Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices SECOND EDITION
- [6] Total. Le processus la déshydratation du gaz
- [7] SNC.LAVALIN. GNL101 .Initiation au Gaz Naturel Liquéfié .2016.
- [8] BERRABAH Bachir & BENSAHAD Mohammed .SOLTANI Idriss. Mémoire de MASTER. Etude de déshydratation du gaz naturel par tamis moléculaires d'une unité de séparation (UTGA/TFT).2017.
- [9] Ferhat Hocine & Ad Abbas. Mémoire de MASTER. LA DESHYDRATATION DU GAZ à la région de stah.2016.
- [10] Hadj Mahamed Abdelkrim & Nessibi Mohamed El Amine. Mémoire de MASTER. Déshydratation du gaz naturel au niveau d'In Salah Gaz/ site de KRECHBA.2019.
- [11] INTRODUCTION A L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE
- [12] BENALIA Hamza. Mémoire de MASTER. Amélioration du rendement de récupération par opération du Turbo-Expander au niveau de l'unité d'Ohanet-Illizi.2020.
- [13] <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-cles-pour-comprendre/lessources-d-energie/le-gaz-naturel>
- [14] : <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-cles-pour-comprendre/lessources-d-energie/le-gaz-naturel>
- [15] Groupement Berkine Manuel de Formation Théorique .spie.
- [16] Chaouch Noura. Cours. Traitement et industrie du gaz naturel.2022.
- [17] M.Aissat. Cours .Qtocage et transport des produits pétroliers .2018/2019.
- [18] Techniques de l'ingénieur.
- [19] Dr.Sellami Med Hassen.Cours.Procédés de traitement du gaz.2017.
- [20] Umberta Tinivella & Michela Giustiniani & Xuewei Liu, and Ingo Pecher. Journal of Geological Research. Gas Hydrate on Continental Margins.2012.

- [21] Christophe Bourry. Thèse de doctorat. Caractérisation physique et géochimique d'hydrates de gaz d'environnements géologiques différents.2008.
- [22] Christophe Dicharry. UMR 5150 CNRS-TOTAL-UPPA, Collège STEE .Hydrates de gaz : généralités et exemples d'applications.2020.
- [23] Hung LE BA. Thèse de doctorat. Formation et agglomération de particules d'hydrate de gaz dans une émulsion eau dans huile : Etude expérimentale et modélisation.2009.
- [24] BELAID Ousama & HAOUED MOUISSA Youcef & OUALI Hammou. Déshydratation du gaz naturel par l'injection de Di Ethylène Glycol Champ Hassi R'mel. Mémoire de MASTER.2017.
- [25] SENOUSSE Ghizlane & MANSOURI Manel. Mémoire de MASTER .Optimisation du temps d'adsorption et de régénération des tamis moléculaires a l'unité d'Ohanet.2020
- [26] Mr.Abbas Gouri. Thèse de doctorat .Prédiction de la condition de formation d'hydrates de gaz en absence et en présence d'inhibiteurs thermodynamique
- [27] M. Baba Abdelhamid M. Oudrane Abdelghani, Etude et dimensionnement de l'unité de déshydratation: cas de l'usine groupement Reggane GRN ,2019/2020 P
- [27] Natural Gas - Extraction to End Use.Comparison of conventional dehydration methods. Open access peer-reviewed chapter. October 31st 2012.DOI: 10.5772/45802
- [28] Exploration et Production Le Process La Déshydratation du Gaz. Support de Formation: EXP-PR-PR130-FR. Dernière Révision: 2007.
- [29] gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/gas-dehydration. Visite-le : 28.04 .2021
- [30] Herman Poole, Herman Poole, the calorific power of fuels, 2009
- [31] Alexandre Rojey. Livre.Le gaz naturel production traitement transporté
- [32] US2672034A 1954-03-16.Standard Oil Dev Co.Dehydration of liquefied petroleum gas
- [33] CA2383283C .2010-09-07.Institut Francais Du Petrole. Procédé de pretraitement d'un gaz naturel contenant des composés acides
- [34] CHERIEF.B, Déshydratation du gaz naturel, IAP, 2015.
- [35] Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, natural gas processing, 2006.
- [36] Laouedj Nadjia.Cours.Opération unitaires.2018
- [37] Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, 2010
- [38] Arthur J. Kidnay William R. Parrish, fundamentals of natural gas processing, 2006.
- [39] Mémoire: Redimensionnements des sécheurs au niveau de Guellala Haoud Berkaoui. Université Ouargla 2010.
- [40] MEZOUAGH AMINA. Mémoire MAGISTER. Récupération de tamis moléculaires pour l'élimination de composés organiques.2012.
- [41] Billal BALOUL& Houria LAMRI ZEGGAR. Mémoire de MASTER. Optimisation des débits d'injection du Glycol dans le gaz d'alimentation en vue d'éviter la formation d'hydrates.2018.

- [42] Mme Florine DELACHAUX. Thèse de doctorat .Étude de la faisabilité d'un procédé d'adsorption gaz-solide pour le traitement des NOx et CO en présence d'eau Application aux émissions de moteurs diesel en espaces confinés.2018.
- [43] Design and Operations of Natural Gas Handling Facilities.
- [44] Conder, M.W. and King, S., "Cryogenic Plant Inlet Conditioning a Case Study," LRGCC 2004
- [45]Jean-Paul Duroudier.LIVRE.Adsorbtion_Séchage des solides divisés.2017.
- [46] M. Ruthven .Livre .Principles of Adsorption and Adsorption Processes
- [47] <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-cles-pour-comprendre/lessources-d-energie/le-gaz-naturel>
- [48] <http://r0.unctad.org/infocomm/francais/gaz/marche.htm>
- [49] Manuel opératoire pour CPF, installations de traitement de gaz des champs de Gassi.
- [50] Mémoire : étude de la déshydratation dans l'unité de GPL/CIS/HMD recalcul de la quantité des tamis moléculaire université Ouargla 2008.
- [51]Saeid Mokhatab & William A. Poe & John Y. Mak. Livre. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices Fourth Edition
- [52] Document SONATRACH, "Manuel opératoire et procédure de démarrage station de traitement et compression gaz à GLA". Novembre 1991.
- [53]Documents ABB, "36100_3BJT06433EFC201-1_GLA_Pages Graphiques ; les pages graphiques (HMI)", centre de production GLA.2014
- [54] SONATRACH Division Engineering et construction, "Installations d'injection d'eau à Haoud Berkaoui, Automatisation et Sécurité en Instrumentation", Réf : SONATRECH ENC91/18. 1993.
- [55]Rapport DNV Energy, "Etudes Risk Assessment des unités Industrielles de la division production HBK".
- [56] M. SIHAOUI, "La Compagnie Nationale de Recherche, d'Exploitation, de Transport par Canalisation, de Transformation et de Commercialisation des Hydrocarbures et de leur Dérivés", Activité Amont Division Production Direction Régionale HAUD BERKAOUI.

ANNEXES

Annexe 1 : La constante d'équilibre « K »

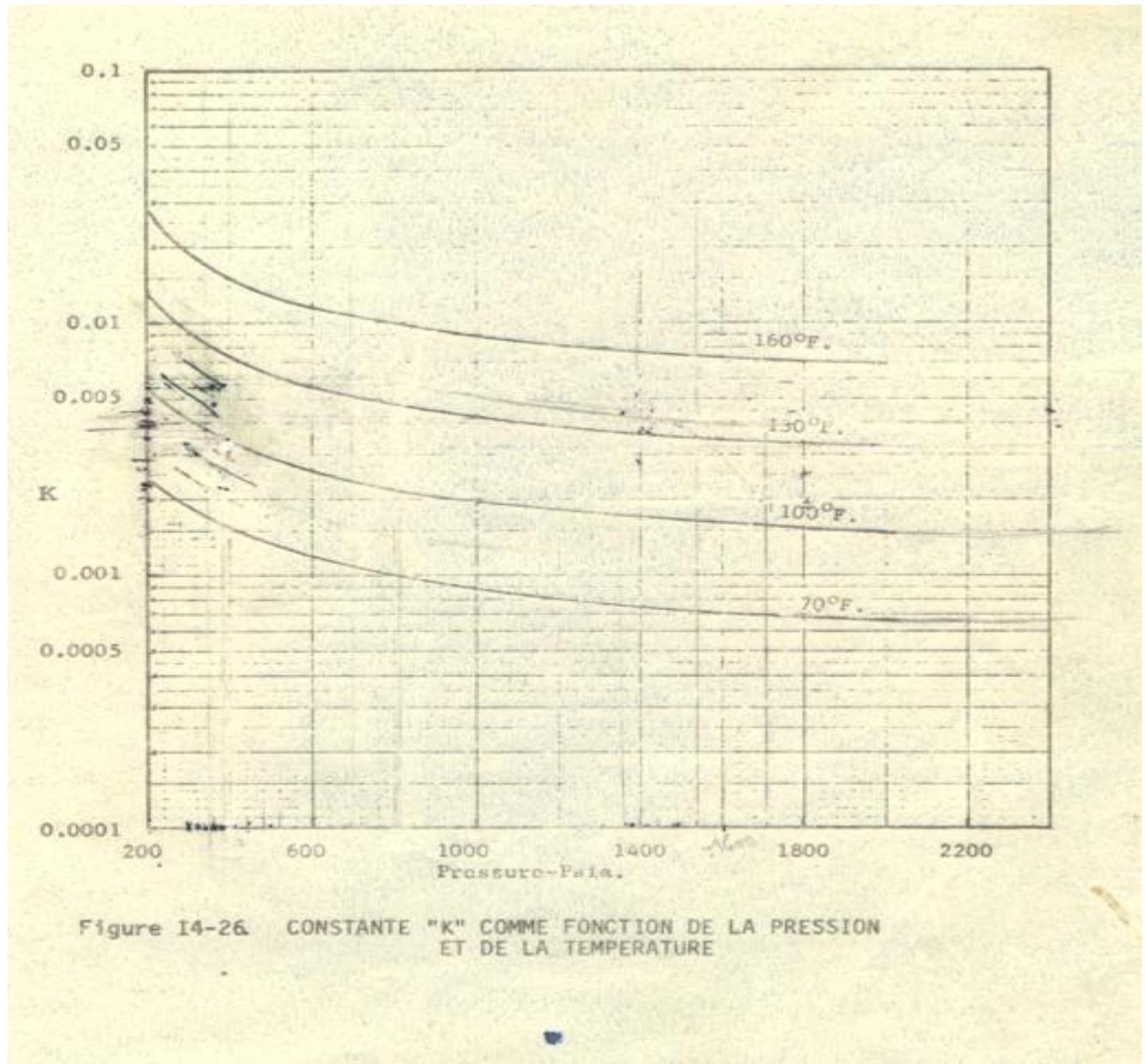


Figure I4-26. CONSTANCE "K" COMME FONCTION DE LA PRESSION ET DE LA TEMPERATURE

Annexe 2 : Fugacité de l'eau « Fw »

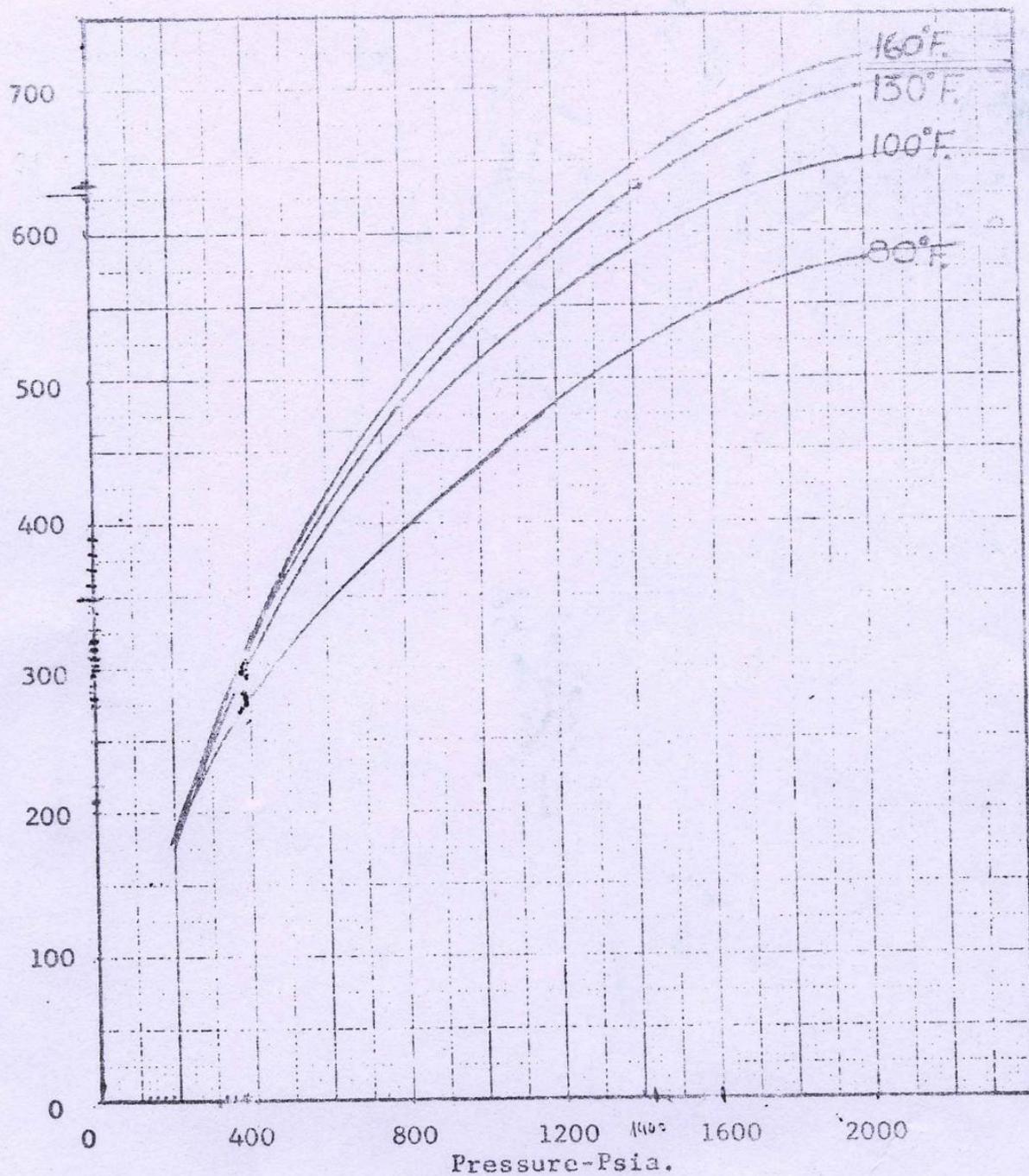


Figure 14-27. FUGACITE DE L'EAU EN FONCTION DE LA PRESSION ET DE LA TEMPERATURE

Annexe 3 : Coefficient de fugacité

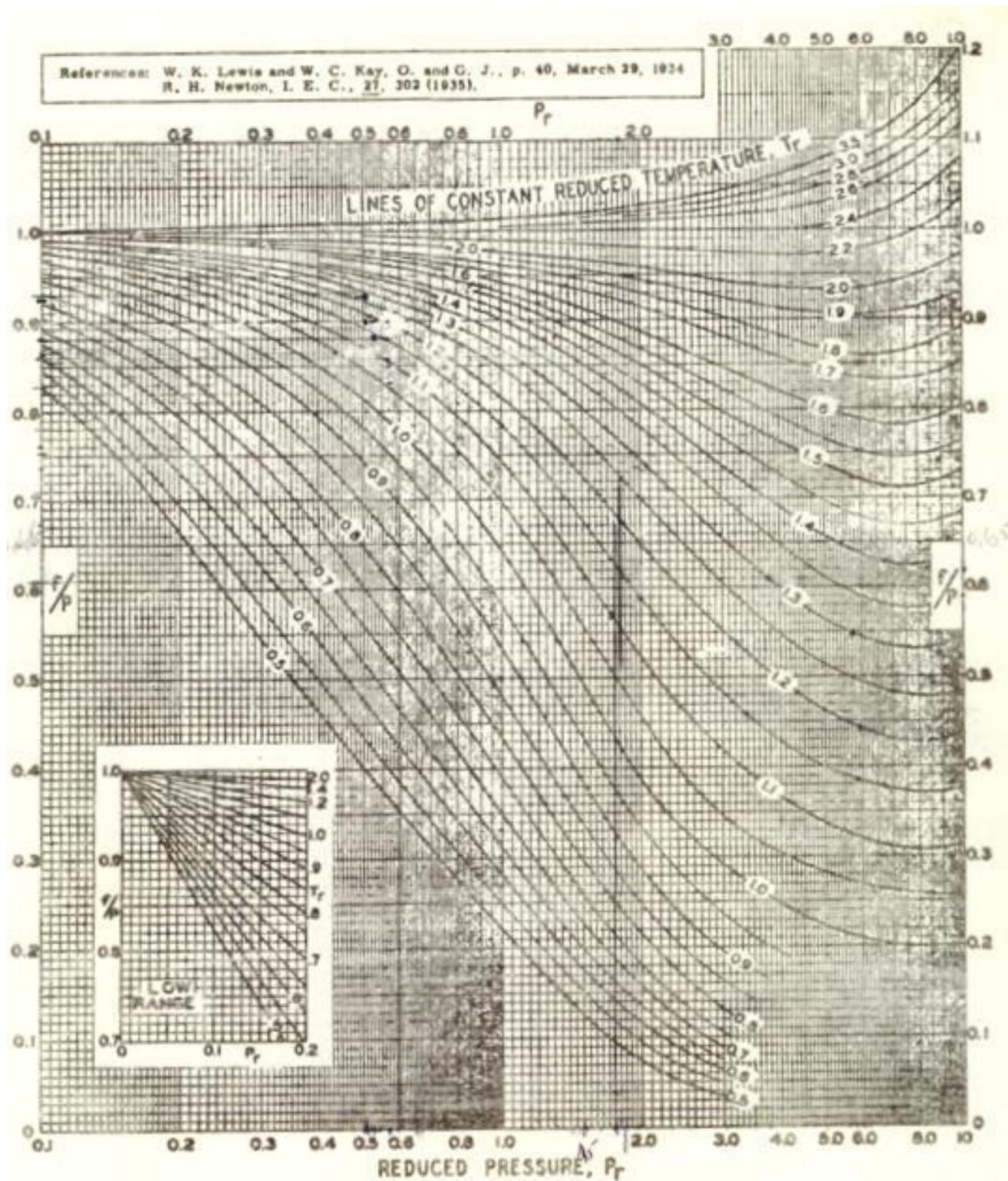


Figure 14-28. GRAPHIQUE DE COEFFICIENT DE FUGACITE

Tamis moléculaire

