

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Ahmed Draïa Adrar**



**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables**

**Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en :**  
**Filière : Génie des Procédés**  
**Spécialité : Génie Chimique**

**Thème :**

---

**Optimisation et calcul de vérification de la section de  
déshydratation du complexe gazier d'Ohanet**

---

**Préparé par :**

**M. BOUKHEMOUCHA Abdeldjabar**

**M. HAFIANE Abdelkarim**

**Membres de jury d'évaluation :**

<b>M. HADJ KOUIDER Mohammed</b>	<b>Président</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>M. KHELIFI Omar</b>	<b>Encadreur</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>M. LAKSACI Hamza</b>	<b>Examineur</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ. Adrar</b>

**Année Universitaire : 2019/2020**



## شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذ(ة): خليفتي عمر

المشرف مذكرة الماستر.

الموسومة بـ : Optimisation et Calcul de vérification de la Section de déshydratation du Complexe gazier d'Ohanet

من إنجاز الطالب(ة): Mr. Boukhemoucha Abdeljabar

و الطالب(ة): Mr. Hafiane Abdelkarim

كلية : العلوم والتكنولوجيا

القسم : المحروقات والطاقت المتجددة

التخصص : هندسة كيميائية

تاريخ تقييم / مناقشة:

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم / المناقشة، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها. وبإمكانهم إيداع النسخ الورقية (02) والإلكترونية (PDF).

- امضاء المشرف:

ادرار في : 30 جويلي 2022



مساعد رئيس القسم:

خليفتي عمر

رئيس قسم : الطاقات والطاقت المتجددة

كلية العلوم والتكنولوجيا

## ملخص:

يخضع الغاز الطبيعي لعدة معالجات قبل شحنه، من بين هذه العلاجات نجد التجفيف. في مجمع Ohanet للغاز، يحدث التجفيف على غريبال جزيني، هذه هي الطريقة الأكثر فعالية من حيث التكلفة في حالة التدفق العالي للغاز بتركيزات مياه منخفضة، تم تصميم مجمع Ohanet للغاز للتعامل مع 20 مليون م<sup>3</sup> يوميا. حاليا 5 مليون م<sup>3</sup> يوميا، حوالي 25% من طاقتها التصميمية، لذلك قررت شركة SONATRACH توصيل حمولة جديدة بهذا المصنع من حوض Tinhert، تتعلق دراستنا بالمرحلة الأولى من هذا الاتصال، والتي تسمى مرحلة توصيل الغاز الأولية، تبلغ حمولة هذه المرحلة 5.15 مليون متر مكعب يوميا من الغاز الطبيعي، وتبقى الشحنة الإجمالية ضمن الطاقة التصميمية للمصنع، فيما يلي، سنقوم بتعيين دورات الامتزاز والتجديد المناسبة للحمل الجديد في مرحلة التوصيل الأولى لأجهزة التجفيف V104 A/B/C في قسم نزع المياه في Ohanet. لذلك أولاً قمنا بتقريب طريقة الحساب الخاصة بنا مع حالة التصميم، بعد ذلك قمنا بمحاكاة التكوين والمعاملات الديناميكية الحرارية لهذا الحمل الجديد باستخدام ASPEN HYSYS V8.8، وفي الأخير قمنا بحساب وتعديل دورات الامتزاز والتجديد المقابلة للاتصال الأساسي. من أجل الاستخدام الأفضل وللحفاظ على عمر المنخل الجزيني من الضروري العمل في دورة زمنية أطول

**الكلمات المفتاحية:** التجفيف، الغريبال الجزيني، دورات الامتزاز والتجديد، مجفف.

## Résumé :

Le gaz naturel subit plusieurs traitements avant son expédition, parmi ces traitements on rencontre la déshydratation. Au sein de complexe de gaz d'Ohanet la déshydratation se fait sur tamis moléculaire, c'est la méthode la plus rentable en cas de fort débit de gaz à des faibles concentrations en eau, Le complexe de gaz d'Ohanet est conçu pour traiter 20 millions Sd.m<sup>3</sup>/ jour. Actuellement il est à 5 millions Sd.m<sup>3</sup>/jour, environ 25% de sa capacité design. Donc, SONATRACH a décidé de raccorder une nouvelle charge à cette usine depuis le gisement Tinhert. notre étude concerne la première phase de ce raccordement, appelée phase de gaz primaire, Cette phase a une charge de 5.15 millions Sd.m<sup>3</sup> / jour de gaz naturel, la charge totale reste dans la capacité design d'usine, Dans ce qui suit, nous allons fixer les nouveaux cycles d'adsorption et de régénération des déshydrateurs V104 A/B/C de la section de déshydratation d'Ohanet, adéquate à la nouvelle charge lors de la première phase de raccordement. Pour cela, D'abord on a convergé notre méthode de calcul avec le cas design, ensuite on a simulé la composition et les paramètres thermodynamique de cette nouvelle charge avec ASPEN HYSYS V8.8. Enfin, on a calculé et optimisé les cycles d'adsorption et de régénération correspondantes au raccordement primaire. pour une meilleure exploitation et conserver la durée de vie de tamis moléculaire il est nécessaire de travailler à une durée de cycle plus longue

**Mots clés :** Déshydratation, tamis moléculaire, cycles d'adsorption et de régénération, sècheur.

## Abstract :

Natural gas undergoes several treatments before shipment, among these treatments we find dehydration. In Ohanet's gas complex, In Ohanet's gas complex, dehydration is carried out on a molecular sieve, it is the most cost-effective method in case of high gas flow at low water concentrations, The Ohanet gas complex is designed to handle 20 million Sd.m<sup>3</sup>/day. Currently it is at 5 million Sd.m<sup>3</sup>/day, about 25% of its design capacity. So, SONATRACH decided to connect a new load to this factory from the Tinhert deposit. our study concerns the first phase of this connection, called the primary gas phase. This phase has a load of 5.15 million Sd.m<sup>3</sup>/day of natural gas, the total load remains within the design capacity of the factory. In the following, we will set the new adsorption and regeneration cycles of the V104 A/B/C dehydrators in the Ohanet dewatering section, suitable for the new load in the first connection phase. for it first we converged our calculation method with the design case, then, the composition and the thermodynamic parameters of this new load were simulated with ASPEN HYSYS V8.8. Finally, we calculated and optimized the adsorption and regeneration cycles corresponding to the primary connection. for better use and to maintain the life of the molecular sieve, it is necessary to work at a longer cycle time

**Keywords:** Dehydration, molecular sieve, adsorption and regeneration cycles, dry

# Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier le bon Dieu, notre créateur pour nous voir donné la force d'accomplir ce travail.*

*Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur **Dr. KHELIFI Omar** pour ses conseils et les efforts fournis durant ce travail.*

*Je tiens à remercier **Dr. HADJ KOUIDER Mohammed**, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Dr. LEKSACI Hamza** qui a accepté d'examiner mon travail.*

*A tous les enseignants qui nous ont aidés tout au long de notre formation.*

*Nous voudrions aussi exprimer toute notre gratitude à Tout le personnel de la région d'OHANET pour l'orientation, les conseils et le support documentaire dont ils nous ont fait profiter durant notre stage.*

*Enfin nous tenons à remercier tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin durant nos études, en particuliers nos familles.*





**B. Abdeldjabar & H. Abdelkarim.**

---

# *Dédicace*

*Nous remercions Allah, Le Tout Puissant de nous avoir donné le Courage d'accomplir ce travail.*

*Tout d'abord nous dédions ce modeste travail à nos très chers*

-  *Parents.*
-  *A nos sœurs*
-  *A nos amis*
-  *A tout le personnel de la région d'OHANET*

*B. Abdeldjabar & H. Abdelkarim.*

*Merci à tous.*

---

# Table des matières

Liste des figures .....	i
Liste des tableaux .....	iv
Liste des abréviations .....	v
Liste des symboles .....	vi
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>1</b>

## CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION OHANET

I.1 Introduction .....	2
I.2 Situation géographique.....	3
I.3 Historique de la région .....	4
I.4 Description du complexe de gaz .....	6
I.4.1 Unité 300 (Système d'entrée et séparation primaire) .....	8
I.4.2 Unité 500 (Système d'élimination du CO <sub>2</sub> ) .....	8
I.4.3 Unités (100, 200) ' ' Trains de Process ' ' .....	8
I.4.4 Unité 600 (Ré-compression et export du gaz) .....	11
I.4.5 Unité 700 (Stockage des produits).....	12
I.4.6 Unité 400 (Utilités).....	12

## CHAPITRE II : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

II.1 Introduction .....	19
II.2 Formation du gaz naturel.....	20
II.3 Nature du gaz naturel.....	20
II.3.1 Gaz conventionnels .....	21
II.3.2 Gaz non conventionnels .....	21
II.4 Composition du gaz naturel .....	23
II.4.1 Composés hydrocarbures .....	23
II.4.2 Composés non hydrocarbures .....	24
II.5 Propriétés du gaz naturel .....	25
II.5.1 Inodore mais parfumé .....	25
II.5.2 Ne s'enflamme pas facilement.....	25
II.5.3 Non toxique.....	26
II.5.4 Masse volumique d'un gaz.....	26
II.5.5 Densité.....	26
II.5.6 Pouvoir calorifique.....	26



II.6 Types de gaz naturel .....	27
II.6.1 Gaz sec .....	27
II.6.2 Gaz humide .....	27
II.6.3 Gaz à condensat .....	27
II.6.4 Gaz associé.....	27
II.7 Traitement du gaz naturel.....	28
II.7.1 Rôle des installations de traitement sur champ .....	28
II.7.2 Spécifications des produits commercialisés.....	30
II.7.3 Chaîne du traitement de gaz.....	34
II.8 Gaz naturel dans le monde .....	36
II.8.1 Réserves du gaz naturel .....	36
II.8.2 Production du gaz naturel .....	37
II.8.3 Consommation du gaz naturel .....	38
II.8.4 Exportation du gaz naturel.....	40
II.9 Utilisations du gaz naturel.....	43
II.9.1 Utilisateurs domestiques .....	44
II.9.2 Applications commerciales .....	44
II.9.3 Industrielles .....	44
II.9.4 Production d'électricité.....	44
II.9.5 Production d'hydrogène H <sub>2</sub> .....	45
II.9.6 Production du CO <sub>2</sub> .....	45
II.9.7 Le gaz naturel comme carburant pour véhicules.....	46
II.9.8 Activités amont .....	46
II.10 Avantages du gaz naturel .....	46
II.11 Inconvénients du gaz naturel .....	47
<b>CHAPITRE III : GENERALITES SUR LES HYDRATES</b>	
III.1 Définition d'hydrates.....	48
III.2 Structures des hydrates.....	49
III.2.1 Hydrates de structure I.....	49
III.2.2 Hydrates de structures II.....	50
III.2.3 Hydrates de structure H .....	50
III.3 Conditions de formation des hydrates.....	52
III.4 Procédés de déshydratation du gaz naturel.....	54
III.4.1 Déshydratation par membranes .....	54
III.4.2 Déshydratation par refroidissement .....	55
III.4.3 Déshydratation par absorption .....	58
III.4.4 Appareils de mise en contact d'un gaz et d'un liquide .....	59

III.5 Déshydratation par adsorption .....	63
III.5.1 Différents types d'adsorbants .....	64
III.5.2 Zone de transfert de masse (ZMT) .....	67
III.5.3 Caractéristiques des adsorbants .....	69
III.5.4 Régénération de l'adsorbant .....	70

## CHAPITRE IV : PARTIE CALCUL

IV.1 Problématique .....	72
IV.2 Cas design .....	72
IV.2.1 Phase adsorption .....	73
IV.2.2 Phase Régénération .....	80
IV.3 Raccordement du gaz primaire (projet Tinhert) .....	84
IV.3.1 Partie adsorption .....	85
IV.3.2 Partie régénération .....	88
IV.3.3 Cas où la production d'Ohanet est maximale .....	89
IV.4 Conclusion .....	91
<b>Conclusion Générale</b> .....	92
Bibliographie .....	93
Annexe .....	94



# Liste des figures

## CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION OHANET

<b>Figure I.1:</b> SONATRACH à l'international. ....	2
<b>Figure I.2:</b> Situation géographique d'Ohanet. ....	3
<b>Figure I.3:</b> Organigramme de la region d'Ohanet. ....	6
<b>Figure I.4:</b> Vue générale des différentes unités du CPF. ....	7
<b>Figure I.5:</b> Section de déshydratation. ....	9

## CHAPITRE II : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

<b>Figure II.1:</b> Centrale nucléaire. ....	19
<b>Figure II.2:</b> Energie fossiles. ....	19
<b>Figure II.3:</b> Schéma de formation du gaz naturel. ....	21
<b>Figure II.5:</b> Réserves mondial des gaz conventionnels et non conventionnels. ....	22
<b>Figure II.4:</b> Gaz conventionnel et non conventionnel. ....	22
<b>Figure II.6:</b> Réservoir à gaz sec. ....	27
<b>Figure II.7:</b> Réservoir de gaz à condensat. ....	27
<b>Figure II.8:</b> Gisement d'huile. ....	28
<b>Figure II.9:</b> Schéma des spécifications en %CO <sub>2</sub> et %H <sub>2</sub> S. ....	31
<b>Figure II.10:</b> Schéma de spécification du point de rosée eau. ....	31
<b>Figure II.11:</b> Schéma de spécification du gaz en point de rosée de HC. ....	32
<b>Figure II.12:</b> Schéma type d'une installation de traitement sur champ. gazier. ....	34
<b>Figure II.13:</b> Parcours de gaz des puits jusqu'à l'export. ....	34
<b>Figure II.14:</b> Diagrammes de parcours du gaz dans un CPF. ....	35
<b>Figure II.15:</b> Fourchettes commercial des fractions légères dans un gaz naturel. ....	35
<b>Figure II.16 :</b> Répartition du gaz naturel des réserves dans le monde en pourcentage. ....	36
<b>Figure II.17:</b> Evolution de la production du gaz naturel dans le monde en billion m <sup>3</sup> . ....	37
<b>Figure II.18:</b> Evolution de la consommation du gaz naturel dans le monde en billion m <sup>3</sup> . ....	38

<b>Figure II.19:</b> Different clients de la SONATRACH. ....	40
<b>Figure II.20:</b> Navires de SONATRACH de transport de GNL. ....	43
<b>Figure II.21:</b> Sources énergétiques utilisées pour la production d'électricité dans le monde en 2008 .....	45
<b>Figure II.22:</b> L'écart d'émission du CO <sub>2</sub> par moteur à GNL par rapport au moteur à essence. ....	46

### CHAPITRE III : GENERALITES SUR LES HYDRATES

<b>Figure III.1:</b> Schéma de la cage des hydrates (cavités occupées par des molécules de gaz). ....	48
<b>Figure III.2:</b> Réseau cristallin de la structure I. ....	49
<b>Figure III.3:</b> Réseau cristallin de la structure II. ....	50
<b>Figure III.4:</b> Réseau cristallin de la structure H. ....	51
<b>Figure III.5:</b> Récapitulatif des trois structures des hydrates. ....	51
<b>Figure III.6:</b> Domaine de fonctionnement et les conditions de formation d'hydrates ....	52
<b>Figure III.7:</b> Domaine de fonctionnement sans risques de formation d'hydrates ....	52
<b>Figure III.8:</b> Déplacement de zone de formation d'hydrates par le déplacement de la courbe de rosée eau. ....	53
<b>Figure III.9:</b> Déplacement de zone de formation d'hydrates par le déplacement de la courbe de formation d'hydrates. ....	53
<b>Figure III.10:</b> Méthodes de déshydratation du gaz. ....	54
<b>Figure III.11:</b> Schéma de principe de déshydratation par membrane (permeation gazeuse). ....	55
<b>Figure III.12:</b> Procédés de refroidissement utilisés. ....	55
<b>Figure III.13:</b> L'avantage de l'EG par rapport au DEG pour l'inhibition des hydrates. ....	57
<b>Figure III.14:</b> L'avantage de l'EG face à TEG pour l'inhibition des hydrates. ....	57
<b>Figure III.15:</b> Procédé de séparation à basse température. ....	58
<b>Figure III.16:</b> Colonne à bulles. ....	60
<b>Figure III.17:</b> Colonne à gouttes. ....	60
<b>Figure III.18:</b> Colonne à plateaux. ....	61
<b>Figure III.19:</b> Plateau à clapets. ....	61
<b>Figure III.20:</b> Plateau à cloches. ....	61

<b>Figure III.21:</b> Plateau perforés.....	62
<b>Figure III.22:</b> Plateau à chicanes. ....	62
<b>Figure III.23:</b> Colonne à garnissage.....	62
<b>Figure III.24:</b> Garnissages en vrac.....	62
<b>Figure III.25:</b> Garnissages structurés.....	62
<b>Figure III.26:</b> Colonne à garnissages mixte.....	63
<b>Figure III.27:</b> Différentes étapes d'adsorption.....	64
<b>Figure III.28:</b> Alumine activée. ....	65
<b>Figure III.29:</b> Gel de silice.....	66
<b>Figure III.30:</b> Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps. ....	68
<b>Figure III.31:</b> Ballon de déshydratation.....	69
<b>Figure III.32:</b> Schéma de la section de déshydratation par adsorption.....	71

### CHAPITRE IV : PARTIE CALCUL

<b>Figure IV.1:</b> Début et fin d'adsorption.....	87
<b>Figure IV.2:</b> Diminution de la capacité d'adsorption d'un adsorbant en fonction du nombre de cycles de régénération.....	90

## Liste des tableaux

### CHAPITRE II : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

<b>Tableau II-1:</b> Constituants hydrocarbures du GN.....	24
<b>Tableau II-2:</b> Classement des pays par leurs réserves prouvées de gaz naturel en 2015.....	37
<b>Tableau II-3:</b> Classement des neuf premiers pays producteurs du gaz naturel en 2015.....	38
<b>Tableau II-4:</b> Classement des vingt-cinq premiers pays consommateurs de gaz naturel en 2015..	39
<b>Tableau II-5:</b> Classement des sept premiers pays exportateurs de GN par pipeline en 2015 .....	41
<b>Tableau II-6:</b> Classement des sept premiers pays exportateurs de GNL en 2015.....	42

### CHAPITRE III : GENERALITES SUR LES HYDRATES

<b>Tableau III-1:</b> Guide pour le choix d'inhibiteur.....	56
<b>Tableau III-2:</b> Caractéristiques d'alumine activée.....	65
<b>Tableau III-3:</b> Caractéristiques générales de gel de silice.....	66
<b>Tableau III-4:</b> Caractéristiques générales des tamis moléculaires.....	67

### CHAPITRE IV : PARTIE CALCUL

<b>Tableau IV-1:</b> Paramètres opératoires design.....	73
<b>Tableau IV-2:</b> Composition du gaz naturel à déshydrater entrée sécheur.....	74
<b>Tableau IV-3:</b> Paramètres critiques et pseudo-critiques.....	74
<b>Tableau IV-4:</b> Caractéristiques des tamis moléculaires source .....	77
<b>Tableau IV-5:</b> Comparaison des résultats obtenus par rapport aux ceux du design .....	80
<b>Tableau IV-6:</b> Les différents débits par gisement.....	84
<b>Tableau IV-7:</b> Paramètres opératoires HYSYS V8.8 .....	85
<b>Tableau IV-8 :</b> Comparaison des résultats à ceux du design.....	86
<b>Tableau IV-9:</b> Tâtonnement sur le temps d'adsorption.....	87
<b>Tableau IV-10:</b> Tableau recapitulative.....	89
<b>Tableau IV-11:</b> Séquences de la déshydratation.....	91

## Liste des abréviations

- OOC:** Organe d'Operating Conjoint
- JOOG:** Japan Ohanet Oil & Gas
- AFFF:** Agent Formant un Film Flottant
- GNL:** Gaz Naturel Liquéfié.
- LGN:** liquides de Gaz Naturel.
- GPL:** Gaz des pétroles Liquéfiés
- PCS:** Pouvoir Calorifique Supérieur
- SRB:** Bactéries Sulfato-Réductrices
- LTS:** Séparation à Basse Température
- GEM:** Gazoduc Enrico Mattei
- GPDF:** Gazoduc Pedro Duran Farell
- GES:** Gaz à Effet de Serre
- MEG:** Monoéthylène Glycol
- DEG:** Diethylene Glycol
- TEG:** Triéthylène Glycol
- TSA:** Thermal Swing Adsorption
- PSA:** Pressure Swing Adsorption
- ZTM:** Zone de Transfert de Masse
- ABB:** ASEA Brown Boveri
- GPSA:** Gas Processors Suppliers Association
- SOPM:** Standard Operating Procedure Manual
- EPM :** Engineering Project Manager
- FEED:** Front End Engineering Design

## Liste des symboles

**B, C et Z'** : Caractéristiques des tamis moléculaires type 4A.

**C<sub>p</sub>** : Capacité calorifique.

**D<sub>c</sub>** : Diamètre interne de la colonne.

**dg** : Densité du gaz.

**D<sub>min</sub>** : Diamètre minimal de la colonne.

**e** : Epaisseur de la colonne.

**H<sub>tot</sub>** : Hauteur total du tamis moléculaire.

**H<sub>adsorption</sub>** : Hauteur minimale de l'adsorption.

**H<sub>c</sub>** : Hauteur de la colonne.

**L<sub>ZTM</sub>** : Hauteur de la zone de transfert de matière.

**M<sub>adsorbant</sub>** : Masse d'adsorbant.

**M<sub>air</sub>** : Masse moléculaire de l'air.

**M<sub>c</sub>** : Masse de la colonne.

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

**m<sub>rg</sub>** : débit massique de régénération.

**P** : Pression.

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

**P<sub>pc</sub>** : Pression pseudo-critique.

**P<sub>r</sub>** : Pression réduite.

**Q<sub>trg</sub>** : Energie nécessaire pour la régénération.

**Q'<sub>c</sub>** : Energie nécessaire pour refroidir la colonne.

**Q<sub>a</sub>** : Quantité de chaleur pour chauffer l'adsorbant.

**Q<sub>c</sub>** : Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer la colonne.

**Q<sub>e</sub>** : Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau.

**Q<sub>p</sub>** : Quantité de chaleur nécessaire pour compenser les pertes.

**Q<sub>rads</sub>** : Energie nécessaire pour refroidir le tamis moléculaire.

**Q<sub>trf</sub>** : Energie nécessaire totale à l'opération de refroidissement.

**Q<sub>v</sub>** : Débit volumique.

**Q<sub>vst</sub>** : Débit volumique standard.

**t<sub>ref</sub>** : Temps de refroidissement.

**t<sub>reg</sub>** : Temps de régénération.

- t<sub>stand-by</sub>**: Temps d'attente pour prochaine adsorption.
- T** : Température.
- T<sub>ref</sub>** : Température de refroidissement.
- t<sub>c</sub>** : Temps de chauffage.
- T<sub>ci</sub>** : Température critique du constituant i.
- T<sub>fh</sub>** : Température de formation d'hydrates.
- T<sub>m</sub>**: Température moyenne de refroidissement.
- T<sub>PC</sub>** : Température pseudo-critique.
- T<sub>r</sub>** : Température réduite.
- T<sub>reg</sub>** : Température de régénération.
- V<sub>adsorbant</sub>** : Volume d'adsorbant.
- V<sub>max</sub>** : Vitesse superficielle du gaz d'adsorption.
- V<sub>sup</sub>**: Vitesse superficielle du gaz de régénération.
- Weau** : Quantité d'eau.
- Y<sub>i</sub> (%)** : Fraction molaire.
- Z** : Facteur de compressibilité.
- Z<sup>0</sup>** : Terme principal est obtenu en fonction de P<sub>R</sub> et T<sub>R</sub>.
- Z<sup>1</sup>** : Terme correctif est donné en fonction de P<sub>R</sub> et T<sub>R</sub>.
- ΔP/L** : perte de charge linéaire.
- μ** : viscosité du gaz.
- ρ<sub>g</sub>** : Masse volumique du gaz.
- ω** : Facteur acentrique du gaz.



# INTRODUCTION GENERALE

L'industrie pétrolière et gazière fait partie des industries les plus importantes au monde, elle est la plus rentable et s'ouvre sur plusieurs domaines de recherche, notant que le pétrole et le gaz sont considérés comme des sources d'énergie les plus utilisées à l'heure actuelle.

La richesse du sous-sol algérien fait de l'Algérie un pays producteur du pétrole et du gaz, D'où son secteur énergétique demeure encore une force motrice pour l'économie du pays. À cet effet, l'Algérie accorde un intérêt particulier pour l'industrie pétrolière et gazière.

Pour que l'Algérie garde la place qu'elle occupe actuellement ; 1 ère en méditerranée ; dans l'approvisionnement des marchés gaziers internationaux, doit exporter des produits finis dans les spécifications et les exigences du marché. Parmi les spécifications, la teneur du gaz en eau qui doit être inférieure à 0.1 ppm.

Au cours de la séparation tri-phasique de l'effluent, le gaz peut contenir une certaine quantité d'eau qui diminue le pouvoir calorifique ainsi qu'elle peut corroder les pipes surtout en présence des gaz acide et les bouchers par la formation des hydrates à des températures supérieures à 0 °C et des pressions relativement élevées.

Puisque, l'exportation du Gaz Naturel se fait par des gazoducs qui constituent la pièce maîtresse de la politique de commercialisation du Gaz Naturel, et pour éviter tous les problèmes liés à la présence de l'eau dans le gaz, on fait appel aux procédés de déshydratation basés sur différentes techniques de traitement.

Notre présente étude concerne uniquement la déshydratation par adsorption et cela dans le cadre de l'obtention d'un diplôme de master en génie chimique, portant principalement sur Calcul des nouveaux cycles d'adsorption et de régénération des tamis moléculaires suite au raccordement du gaz primaire du projet Tinhert, afin d'avoir toujours un gaz sec en spécification et prolonger la durée de vie des tamis moléculaires.

Ce travail est réalisé en quatre chapitres :

Introduction générale.

- ✓ Chapitre I : Présentation de la région d'Ohanet.
- ✓ Chapitre II : Généralités sur le gaz naturel.
- ✓ Chapitre III : Généralités sur les hydrates.
- ✓ Chapitre IV : Partie de calcul.

Conclusion générale.

CHAPITRE I  
PRESENTATION DE LA REGION  
OHANET

## I.1 Introduction

Depuis plus de 50 ans, SONATRACH joue pleinement son rôle de locomotive de l'économie nationale. Elle a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Cet acteur majeur de l'industrie pétrolière, surnommé la major africaine, tire sa force de sa capacité à être un groupe entièrement intégré sur toute la chaîne de valeur des hydrocarbures [1].

Dans l'Amont, SONATRACH opère, en effort propre ou en partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères, des gisements parmi les plus importants du monde dans différentes régions du Sahara algérien : Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nouss, In Salah et In Amenas [1].

Les différents pays dans lesquels SONATRACH opère sont présentés sur la figure ci-après :



**Figure I.1:** SONATRACH à l'international.

En matière de transport, le Groupe dispose d'un réseau de canalisations extrêmement dense qui s'étend aujourd'hui sur près de 22 000 kilomètres sur le territoire national. La Compagnie a également aménagé quatre ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures : Alger, Arzew, Bejaia et Skikda afin de permettre le chargement et le déchargement de gros tankers d'une capacité de 80 000 à 320 000 TM et de méthaniers [1].

Suite à la décentralisation de l'ancien district d'In-Amenas, la Direction Régionale Ohanet a été créée en 1977.

## I.2 Situation géographique

La région d'Ohanet est située à 1500 km au Sud-Est d'Alger et à 360km au Nord-Est d'Illizi, dont elle relève administrativement et elle est à 120 Km au Nord-Ouest d'In Amenas. La situation géographique est illustrée dans la figure ci-dessous [11] :



**Figure I.2 :** Situation géographique d'Ohanet.

### I.3 Historique de la région

Les plus importantes tâches dévolues à la direction régionale d'Ohanet sont [11] :

- La conduite des opérations de production du pétrole brut avec les supports techniques et logistiques propres à la région.
- Le suivi et la réalisation des travaux de développement des différents gisements.
- La gestion et l'exploitation des champs pétroliers qui sont les suivants :
  - **Champ d'Ohanet Nord et Sud**

Découvert en 1960 par l'intermédiaire du forage du puits Ohanet 101, il a été mis en exploitation en 1962.

- **Champ d'Acheb, Acheb ouest et Kreb**

Le champ d'Acheb a été découvert en 1963, situé à 40km au Sud-Est d'Ohanet et 50 km au Nord-Ouest d'In Aménas, date de mise en production Mai 1966. Quant à l'ensemble de la structure Acheb Ouest et Kreb qui forme un gisement unique situé à environ 60 km au Nord-Ouest d'In Aménas et 54 km au Sud-Ouest d'Ohanet. La mise en production du champ de Kreb est intervenue en juillet 1965, celle d'Acheb Ouest en juillet 1966.

- **Champ de Timedratine et Timedratine Est**

Situé à 30km au Sud du champ d'Ohanet, il fut découvert vers la fin de 1964, sa production a débuté en juillet 1965.

- **Champ d'Askarene**

Situé à 10 km à l'Est du champ d'Ohanet, il fut découvert en Janvier 1962 par le forage ASK 101.

- **Champ de Guelta**

Se trouvant à environ 30km à l'Est du champ d'Ohanet, il fut découvert en Août 1962 avec le forage du puit Guelta 101, sa date de mise en exploitation octobre 1962.

- **Champ d'Edeyen**

Se situe à 100km au Sud-Ouest d'Ohanet, il fut découvert en septembre 1964 et mis en production le 14 juillet 1974,

- La gestion et l'exploitation des gisements gaziers qui sont :
  - ❖ Gisement de Dimeta Ouest Dévonien.
  - ❖ Gisement d'In Adaoui Dévonien.
  - ❖ Gisement d'Ohanet Dévonien.
  - ❖ Gisement d'Ohanet Ordovicien.

En 1997, SONATRACH a invité des sociétés étrangères pour développer ces 4 gisements. Ensuite, le contrat de service à risques a été attribué et signé en Juillet 2000 par BHP Billiton et ses partenaires Japon Ohanet Oil & Gaz Co. Ltd, Petrofac Resources (Ohanet) LLC et Wood SideEnergy (Alegria) Pty.Ltd (15%) [7].

Le contrat a compris un plan de développement pour une usine de traitement pouvant traiter 20MM Sm<sup>3</sup>/j de gaz à partir de 47 puits.

SONATRACH et BHP Billiton exploiteront le champ pour une durée de 8 ans au minimum et 12 ans au maximum par le biais d'une organisation d'opérations conjointe, prénommée « Organe d'Operating Conjoint » (OOC) [7].

Le contrat du programme de conception, de fourniture et de construction des installations a été accordé à ABB Lummus Global BV et à Petrofac International. Ltd. On s'attendait à ce que la première production a Ohanet débute vers la fin de 2003.

Le partenaire étranger prend en charge les risques [6] :

- Du développement (coûts, programme... etc.) dont il finance les 55% des coûts opératoires qui sont répartis comme suit : BHP Billiton 45 %, Japan Ohanet Oil & Gas (JOOG) 30 %, Petrofac resources 10 %, Woodside Energy 15 %.
- De production (le projet doit produire assez de condensât et de GPL, sinon le partenaire ne reçoit pas la totalité du remboursement et de la rémunération) .

La SONATRACH prend en charge le transport de la totalité des quantités de GPL et Condensât depuis le point de livraison jusqu'au port de chargement, et finance les coûts de transport correspondants.

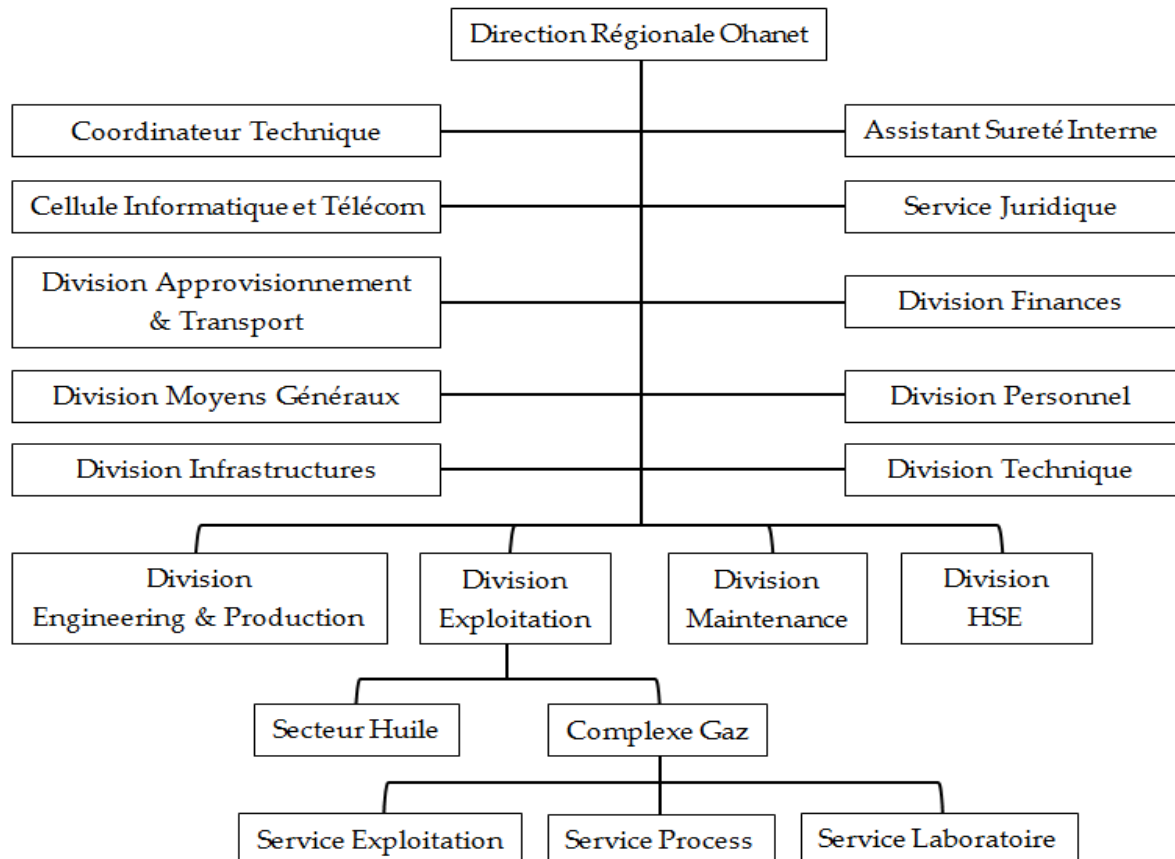
En 2011, le contrat d'association entre SONATRACH et BHP Billiton a pris fin et la société nationale SONATRACH a pris en charge l'exploitation des gisements de gaz [11].



## I.4 Description du complexe de gaz

Le complexe de traitement du gaz naturel a pour but de séparer et récupérer le GPL et le condensât associé .

Le complexe de traitement de gaz d'Ohanet est conçu pour traiter environ 20 MM Sm<sup>3</sup>/j, le gaz est collecté puis transporté via les manifolds et les conduites principales jusqu'à l'entrée de l'usine. L'organigramme actuel de la région d'Ohanet est le suivant



[6] :

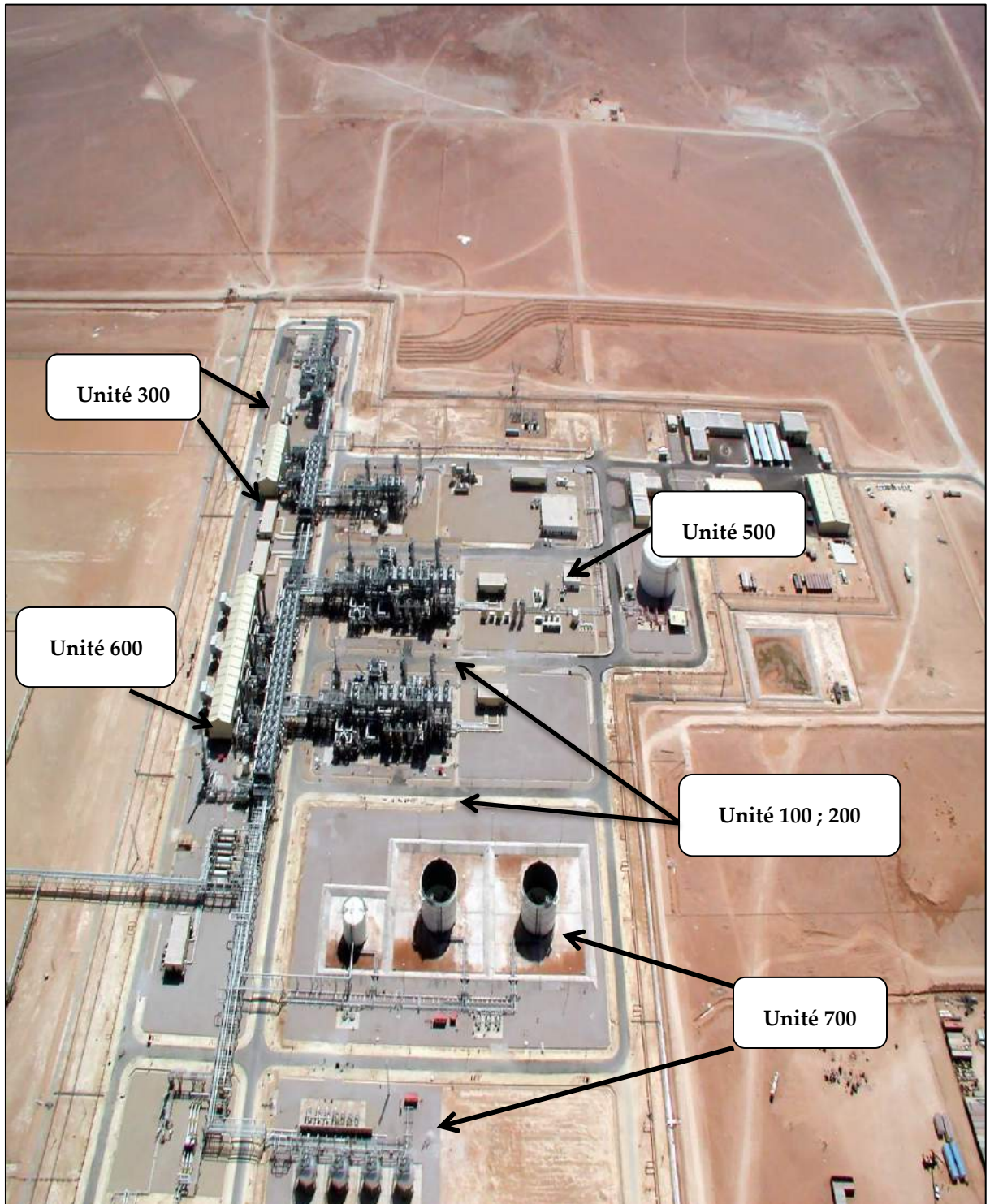
**Figure I.3** : Organigramme de la région d'Ohanet

Le CPF est composée des unités suivantes [7] :

- Unité 100 : Premier Train de traitement.
- Unité 200 : Deuxième Train de traitement.
- Unité 300 : Système d'entrée et séparation primaire (collecte les puits dévoniens et les puits ordovicien).
- Unité 400 : Utilités.
- Unité 500 : Elimination du CO<sub>2</sub>.
- Unité 600 : Ré-compression et export du gaz.

- Unité 700 : Stockage GPL et condensat.

Les différentes unités dans le complexe de traitement sont illustrées sur la figure suivante [11]:



**Figure I.4** : Vue générale des différentes unités du CPF

### **I.4.1 Unité 300 (Système d'entrée et séparation primaire)**

Le gaz naturel traité dans cette usine, comprend deux types de gaz, le dévonien qui est un gaz humide et l'ordovicien riche en CO<sub>2</sub>. Les fluides provenant des gisements par canalisations sont traités dans deux séparateurs (V-301A/Bet V302), qui ont pour but de séparer le gaz, l'eau et les hydrocarbures liquides. Le gaz séparé du V302 est dirigé vers l'unité de l'élimination du CO<sub>2</sub>. Par contre, le gaz issu de V-301A/B est dirigé vers un compresseur pour le comprimer avant de l'introduire aux trains de production [6].

### **I.4.2 Unité 500 (Système d'élimination du CO<sub>2</sub>)**

Le CO<sub>2</sub> contenu dans le gaz est éliminé dans l'unité de décarbonatation par un procédé d'absorption à l'aide d'une solution d'amine (MDEA) et ceci pour réduire la teneur du CO<sub>2</sub> contenu dans le gaz de 3,4% à 1,2% par volume pour être conforme aux spécifications. Le gaz adouci est acheminé vers la section de déshydratation et l'amine enrichie en CO<sub>2</sub> subit une régénération avant sa réutilisation [6].

### **I.4.3 Unités (100, 200) ‘‘ Trains de Process ‘‘**

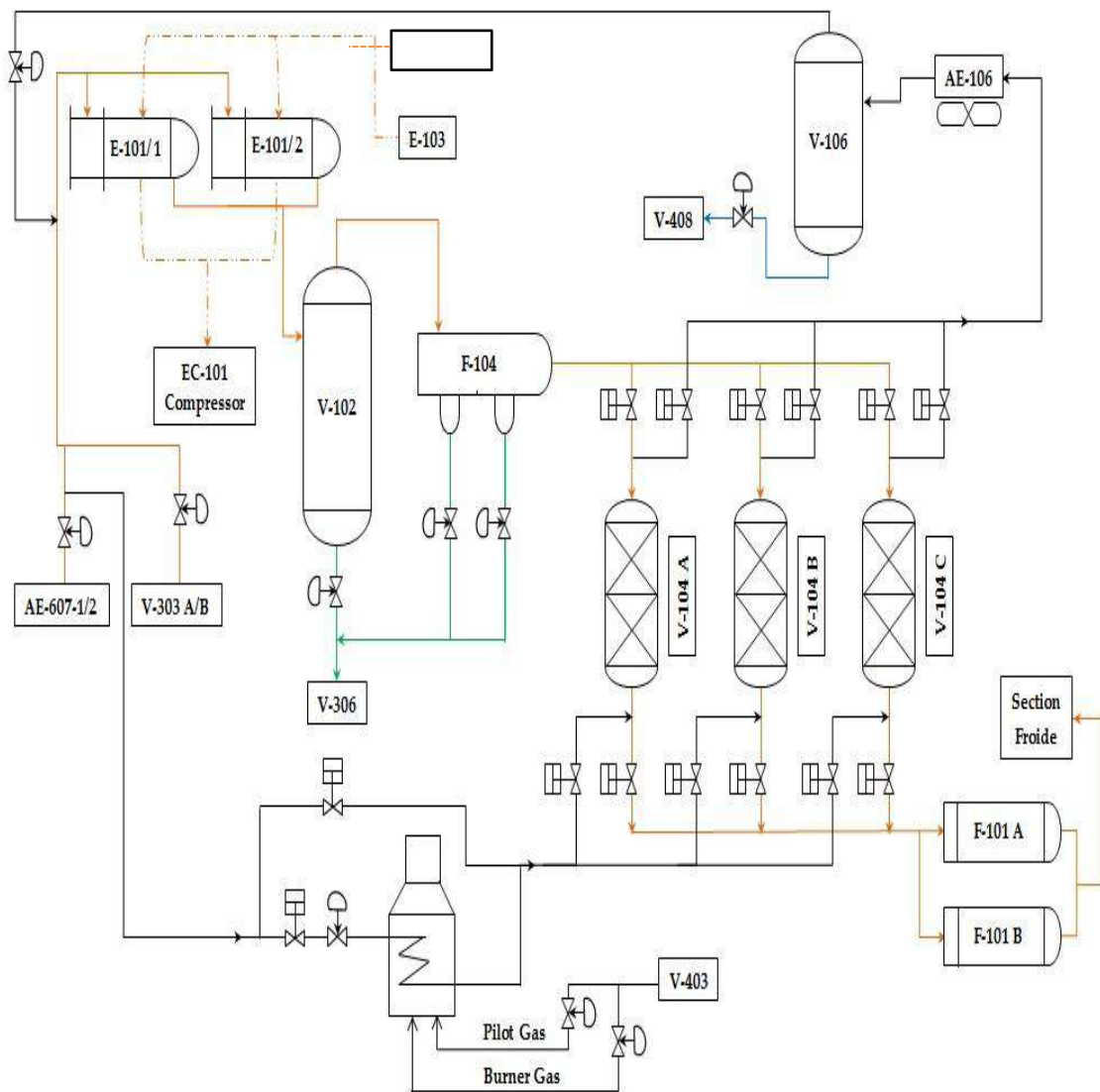
La déshydratation, la récupération du GPL et la stabilisation du condensât s'effectuent au niveau des trains.

#### **1.4.3.1 Déshydratation**

La déshydratation du gaz d'alimentation se fait en deux étapes discontinues, la séparation mécanique et l'adsorption. La séparation mécanique se fait en refroidissant le gaz à 25 °C à travers les chillers E-101/1 & 2 pour condenser l'eau et les hydrocarbures lourds et qui seront séparés du gaz par la suite dans un séparateur à deux phases V-102. Le gaz sortant du V-102 et avant atteindre les tamis V-104 A/B/C, il passe d'abord à travers un filtre déshydrateur F-104.

Après un temps de service, le tamis moléculaire perd sa capacité d'attirer l'eau sur sa surface et nécessite une régénération [7].

L'adsorbant saturé est régénéré en passant un flux de gaz chauffé sec sur le lit à contre-courant du flux de gaz d'alimentation normal. Ce flux de gaz de régénération sec et chaud à 275 °C emporte l'humidité qui a été adsorbée par le tamis moléculaire. Le gaz de régénération saturé en eau est alors refroidi à travers l'aéroréfrigérant AE-106 pour condenser l'eau. Les phases aqueuses et gazeuses sont ensuite séparées dans le séparateur V-106 à partir duquel le gaz est envoyé au réseau d'admission. L'eau est rejetée vers le système de séparation eau/huile V-408. Après la régénération à chaud, les lits de tamis moléculaire sont refroidis en passant sur eux un flux de gaz sec et froid [11].



**Figure I.5:** Section de déshydratation

### **I.4.3.2 Section froide**

Le gaz sec provenant de la déshydratation est divisé en deux courants distincts 22 % du gaz est refroidi dans un échangeur gaz-liquide (E-102) et 78 % dans un refroidisseur gaz-gaz (E-103). L'écoulement biphasique provenant des refroidisseurs s'écoule dans le ballon d'entrée de l'expander V-108, dans lequel le gaz et les hydrocarbures condensés sont séparés. Les condensats provenant du séparateur V-108 sont acheminés vers le refroidisseur gaz-liquide comme agent réfrigérant du gaz déshydraté. Le gaz séparé une fois acheminé vers l'entrée du turbo-expander sera refroidi puis détendu. Les fluides réfrigérés sont ensuite acheminés de la sortie de l'expander vers le séparateur de sortie V-109. Le gaz provenant du séparateur V-109, s'achemine vers l'échangeur gaz-gaz afin de refroidir une partie du gaz déshydraté. Le liquide condensé dans le séparateur V-109 est aspiré puis refoulé pour être chauffé dans l'échangeur de chaleur E-113 avant son entrée au déethaniseur.

### **I.4.3.3 Déethaniseur**

Le déethaniseur T-101 a pour but de fractionner le courant d'alimentation afin de produire principalement du méthane et de l'éthane par la tête, et un liquide du fond comme le propane, le butane et le pentane.

Le liquide provenant du séparateur de sortie de l'expander V-109 est pompé vers le condenseur du déethaniseur E-113 afin d'être préchauffé par échange avec l'écoulement de vapeur des distillats de tête du déethaniseur. L'écoulement bi-phasique issu du condenseur pénètre dans la colonne T-101. Ainsi le liquide sortant du séparateur d'entrée de l'expander V-108 est réchauffé dans le refroidisseur gaz-liquide, puis s'écoule dans le déethaniseur.

Le distillat soutiré de la tête du déethaniseur subit une condensation partielle. Les gaz résiduels sont séparés du liquide dans le ballon de reflux qui sera pompé au plateau supérieur de la colonne comme reflux froid. Les produits lourds s'écoulent par gravité jusqu'au fond de la colonne. La vapeur chaude générée dans le rebouilleur est également renvoyée vers le déethaniseur au-dessous du dernier plateau, les produits soutirés du fond sont acheminés vers la colonne de séparation du GPL après être chauffés [6].



#### **I.4.3.4 Stabilisation du condensat**

Le stabilisateur du condensat T-103 élimine principalement l'eau et les composants  $C_1$  et  $C_2$  de son alimentation.

Les condensats sont collectés dans le ballon de détente V-306, 70% du liquide est chauffé et injecté dans la colonne de stabilisation, or que les 30% du liquide restant est acheminé vers le plateau supérieur du stabilisateur qui fournit un reflux à la colonne. Les produits de tête provenant du stabilisateur contiennent les hydrocarbures légers volatils qui seront utilisés comme fuel gaz. La colonne est chauffée par le rebouilleur qui est alimenté par le liquide inférieur. Le condensat stabilisé est soutiré au fonds de la colonne puis acheminé vers le débutaniseur des GPL.

#### **I.4.3.5 Débutaniseur**

La colonne de séparation T-102 délivre le GPL ( $C_3$ ,  $C_4$ ) comme produits de tête et les condensats ( $C_5^+$ ) comme produit de fond.

Le débutaniseur a deux alimentations, les produits de fond du stabilisateur de condensat et ceux du dééthaniseur. Les produits lourds provenant de cette colonne représentent essentiellement du condensat qui va être refroidi puis stocké. Les distillats de tête sont condensés puis s'écoulent dans le ballon de reflux dans lequel les liquides des GPL condensés sont collectés. Une partie du liquide condensé est envoyée vers le stockage et l'autre partie est utilisée comme reflux pour le débutaniseur [11].

#### **I.4.4 Unité 600 (Ré-compression et export du gaz)**

Le gaz comprimé provenant des deux trains du process est combiné puis acheminé vers les compresseurs avant d'être exporté. La section de ré-compression se compose de trois trains de compresseurs centrifuges en parallèles. Cette section a pour but de comprimer le gaz. Une partie du gaz est prise du refoulement des compresseurs et alimentera la section fuel gaz, la quantité restante considérée comme gaz sec produit est mesurée et exportée .

### **I.4.5 Unité 700 (Stockage des produits)**

Les produits finaux (GPL et condensat) qui ne conforment pas aux spécifications sont stockés et ceux qui ont atteint les spécifications de qualité sont soit stockés soit exportés directement.

#### **I.4.5.1 Stockage du GPL**

Le GPL est stocké dans des sphères d'une capacité de 500 m<sup>3</sup> à des températures ambiantes à 15 bars, dont trois sphères TK-701A/B/C servent pour le stockage de GPL conforme aux spécifications, et une sphère TK-701D pour le GPL qui n'a pas atteint les spécifications de qualité [6].

#### **I.4.5.2 Stockage des condensats**

Il existe deux réservoirs TK-703A/B pour le stockage du condensat conforme aux spécifications. En temps normal l'un est rempli, tandis que l'autre est vidé vers la canalisation d'exportation des condensats et un autre réservoir TK-704 pour stocker le condensat hors spécification afin de le recycler [6].

### **I.4.6 Unité 400 (Utilités)**

#### **I.4.6.1 Système hot oil**

L'huile chaude fournit de la chaleur aux flux de process dans les rebouilleurs. Le système à huile chaude fournit un flux de liquide chaud pour transférer une partie de cette chaleur aux flux de process dans les rebouilleurs suivants [6] :

- Rebouilleurs de fractionnement amine, E-502-1/2.
- Rebouilleurs de dééthaniseur, E-107/207.
- Rebouilleurs de fractionnement GPL, E-108/208.
- Rebouilleur du stabilisateur de condensats, E-111/211.

#### **I.4.6.2 Eau brute, eau d'incendie et eau déminéralisé**

##### **✓ Eau brute**

Les installations d'eau brute et de stockage sont conçues pour extraire l'eau brute des puits de production d'eau, par le biais de pompes à eau brute P-430A/B, qui pompent



ensuite l'eau dans le tank à eau brute TK-402 et le tank à eau anti-incendie TK-401. L'eau brute est filtrée en aval des pompes dans les filtres à eau brute F-401A/B.

L'eau brute stockée dans le tank TK-402 est ensuite distribuée par le biais des pompes à eau brute P-431A/B vers le réseau de distribution, et alimente également le système de traitement de l'eau PT-404.

#### ✓ **Eau d'incendie**

Le système comprend un tank TK-401 à eau de 12 000 m<sup>3</sup> qui fournit une alimentation en eau pour lutter contre les incendies au sein des installations et de la base industrielle. Deux pompes Jockey P-402A/B à eau anti-incendie maintiennent une pression positive, d'environ 7 à 9 bars du réseau de sorte que l'eau soit immédiatement disponible en cas de besoin. Quatre pompes anti-incendie sont installées deux entraînées par moteur diesel P-420A/B, ainsi que les deux autres pompes à eau sont électriques, P-401A/B. Chacune d'entre elles fournit de grands volumes d'eau destinés à lutter contre les incendies de grande ampleur ou à inonder les réservoirs [6].

#### ✓ **Eau déminéralisée**

Le système de traitement de l'eau PT-404 produit de l'eau potable et de l'eau déminéralisée à utiliser dans le CPF. Le système repose sur la technologie de l'osmose inverse pour éliminer les sels de l'eau d'alimentation.

Le système est conçu pour fournir 3 m<sup>3</sup>/heure d'eau déminéralisée. L'eau est utilisée dans les unités d'amine et dans le réseau d'alimentation en eau potable.

### **I.4.6.3 Système d'air**

#### ➤ **Air comprimé de l'installation (Air service)**

Le réseau d'air comprimé est conçu pour fournir de l'air aux instruments, aux équipements et aux stations. L'air du système est fourni par le système d'alimentation en air PT-401. Ce système se compose de quatre compresseurs d'air identiques, à deux étages, électriques et à vis PT-401-C-01/2/3/4, et des équipements associés. L'air comprimé est dirigé vers V-415 ensuite est fourni à un réseau de distribution selon une pression régulée, ainsi qu'au système à air instrument et au système d'azote [6].

➤ **Air instrument**

Le système à air instrument est utilisé comme énergie motrice à des fins de contrôle, et l'air est fourni par le réseau d'air comprimé. Un système de déshydratation d'air instrument PT-406A/B est prévu, composé de deux unités similaires contenant chacune un refroidisseur complémentaire, un filtre et deux déshydrateurs, qui refroidissent, filtrent et éliminent l'humidité de l'air comprimé. L'air instrument est ensuite dirigé vers le réservoir V-401. Le réservoir d'air instrument offre une capacité tampon au système. Une alimentation en azote de secours est prévue en cas de panne d'air instrument.

➤ **Gaz inerte (N<sub>2</sub>)**

Le système d'azote est conçu pour fournir une source d'azote aux installations au sein de l'usine. Le système d'azote utilise des séparateurs à membrane au sein du générateur de gaz inerte PT-402 afin de produire de l'azote à partir de l'air. L'utilisation principale de l'azote consiste à [7]:

- ✓ Fournir du gaz d'étanchéité aux compresseurs de gaz et aux joints des pompes.
- ✓ Faciliter la mise sous pression et le drainage des hydrocarbures au sein du système de drainage fermé de l'équipement avant de procéder à la maintenance.
- ✓ Inerter les équipements isolés.
- ✓ Evacuer l'air de la machine lors du démarrage initial, et lors des démarrages ultérieurs survenant après une maintenance et avant l'introduction des hydrocarbures dans le système.
- ✓ Pressuriser les équipements à gaz en gardant les mêmes compositions des produits.

#### **I.4.6.4 Système de gaz combustible [11]**

Le système de gaz combustible comprend trois niveaux de pression séparés : HP 27 bars, MP 19 bars et BP 5 bars.

➤ **Système gaz combustible HP**

Ce système est normalement alimenté depuis le manifold de gaz commercial. Une alimentation de secours en gaz est également fournie par la sortie des filtres de sortie de déshydratation de vapeur, F-101A/B et F-201A/B.

Le système de gaz combustible HP est prévu pour fournir du gaz combustible aux utilisateurs suivants :

- Entraînement des compresseurs de gaz d'alimentation CD-301A/B.
- Générateur électrique GE 401.
- Système de gaz combustible MP.

➤ **Système de gaz combustible MP**

Le système de gaz combustible MP est prévu pour fournir du gaz combustible aux équipements suivants :

- Entraînements des compresseurs CD-601/602/603.
- Pressurisation des sphères de stockage de GPL TK-701A/B/C/D.
- Système de gaz combustible BP.

➤ **Système gaz combustible BP**

Ce système est normalement alimenté par le ballon de détente de liquides V-306 en plus d'un surplus de gaz non recomprimé et séparé dans les ballons séparateurs de stabilisateur de condensat V-116/216. Toute exigence supplémentaire est augmentée depuis le système de gaz combustible HP .

Le système de gaz combustible BP permet de fournir du gaz combustible à une pression d'environ 5 bar aux équipements suivants :

- ✓ Collecteurs de torches.
- ✓ Fours H-109, H-209 et H-401.
- ✓ Comburant thermique H-501.
- ✓ Gaz tampon.
- ✓ Fosse de brûlage.
- ✓ Gaz de purge.

#### **I.4.6.5 Réseau torche**

Il est constitué de deux torches hautes pression pour les produits issus des deux trains, torche basse pression pour les fluides à basse pression et une autre froide [6].

**✓ Réseau-torche BP**

Le réseau-torche basse pression (BP) est un réseau-torche dédié pour l'incinération des gaz des équipements et systèmes auxiliaires à basses pressions de fonctionnement et de conception. Le réseau-torche BP consiste en un réseau de collecte et de distribution comportant un collecteur primaire de torche de 24", un ballon séparateur de torche BP V-406, des pompes de vidange P-405A/B et une cheminée de torche Z-403 munie de pilotes continus. Le collecteur primaire de torche passe par le ballon séparateur de torche pour aller à la cheminée de torche.

**✓ Réseau-torche froid**

Le réseau-torche froid pour l'incinération des gaz des équipements des zones de comptage de produits et re-compresseurs et dans la zone des sphères GPL. La température minimale prévue pour le réseau torche froid est de -100°C.

Le réseau-torche froid consiste en un réseau de collecte et de distribution comportant un collecteur primaire de torche de 24", un ballon séparateur de torche V-407, des pompes de vidange P-407A/B et une cheminée de torche Z-404 munie de pilotes continus. Le collecteur primaire de torche passe par le ballon séparateur de torche pour aller à la cheminée de torche.

**✓ Réseau torche HP**

Chaque train a son propre réseau-torche HP nommé réseau-torche HP 1 et réseau-torche HP 2. Les produits de torche des équipements de l'unité de système d'admission 300 et de l'unité des services 400 sont également raccordés et distribués aux deux systèmes 1 et 2 de torche HP (via un sous-collecteur de torche). Les produits de torche des équipements de l'unité d'élimination du CO<sub>2</sub> ne sont distribués qu'au réseau-torche HP 2.

Chaque réseau-torche se compose d'un réseau de collecte et de distribution comportant un collecteur de torche de 24", d'un ballon séparateur de torche, d'un jeu de pompes de vidange et d'une cheminée de torche à pilotes continus.

Le collecteur primaire de torche passe par les ballons séparateurs de torche pour aller à la cheminée de torche. Il existe également un sous-collecteur commun de 10" qui se relie à chaque collecteur de torche de 24" des réseaux-torche HP 1 et 2 [6].

Le système est constitué de deux ballons séparateurs de torche HP V-405/413, de pompes de vidange P-404A/B et P-417A/B et de deux cheminées de torche Z-401/407.

#### **I.4.6.6 Système d'injection de méthanol**

Le méthanol sert dans l'usine pour inhiber ou dissoudre les hydrates qui peuvent éventuellement être générés dans la section froide des installations habituellement lorsque la pression et/ou la température du gaz chute. Le méthanol est stocké dans le ballon d'injection de méthanol V-416 qui présente une capacité d'environ 23 m<sup>3</sup>.

Le ballon de méthanol est rempli manuellement au moyen d'un raccord de remplissage. Deux pompes volumétriques d'injection de méthanol P-424 A/B sont fournies pour pomper le méthanol dans les systèmes. Le méthanol n'est injecté que lorsqu'un problème potentiel se présente dans le process et que la formation d'hydrates est prévue ou soupçonnée [11].

#### **I.4.6.7 Système de gazole**

Le système de gazole alimente en carburant la génération d'électricité d'urgence et les deux pompes à eau d'incendie équipées de moteurs diesel. Un réservoir de stockage de gazole, TK-404, et une pompe de réservoir de gazole P-412A, sont prévus pour fournir le gazole aux utilisateurs.

#### **I.4.6.8 Système de déluge**

Le système de déluge est une installation à fonction fixe destinée à fournir un débit d'eau automatique afin d'éteindre des incendies dans les zones à risque élevé spécifiques au sein de l'installation. L'eau provenant de la boucle circulaire est automatiquement évacuée vers les installations de déluge après que le système de contrôle ait reçu un signal de la part du système de détection. Le détecteur d'incendie est relié à une boucle de contrôle, qui ouvre automatiquement le clapet de déluge adéquat. En fonctionnement normal, cette vanne isole la boucle circulaire à eau sous pression de l'équipement de déluge. Une fois que le clapet de déluge s'est ouvert, l'eau est évacuée vers la zone à protéger, via les collecteurs de distribution de la canalisation de déluge [6].

#### **I.4.6.9 Système à mousse**

Le système à mousse a pour objectif de protéger les parties individuelles de l'équipement, en générant un jet de mousse utilisé comme moyen de lutte contre l'incendie en cas de nécessité. La mousse est créée en mélangeant une poudre particulière, l'AFFF (mousse formant un film flottant), avec de l'eau dans une chambre de dosage. L'AFFF est stocké dans un réservoir de stockage possédant une capacité de 1 m<sup>3</sup>. La mousse est ensuite délivrée par le biais du système aux lances à mousse situées près de l'équipement à protéger ou bien à l'intérieur, en cas de protection de la cuve [11].

#### **I.4.6.10 Véhicules et équipements mobiles de lutte contre l'incendie**

Outre les systèmes fixes et les équipements de protection contre les incendies, le site possède également des unités mobiles de lutte contre l'incendie et du matériel d'assistance [7] :

- ✓ Véhicule d'incendie SIDES - Renault 6 x 6.
- ✓ Véhicule d'incendie SIDES - Land Cruiser 4 x 4.
- ✓ Générateur mobile SIDES - 25000/Deutz.

CHAPITRE II  
GENERALITES SUR LE GAZ  
NATUREL



## II.1 Introduction

Le cœur du monde industriel c'est le besoin énergétique, ce dernier s'accroît d'une année à une autre. L'énergie dans notre planète se trouve soit sous forme d'énergie renouvelable ou bien non renouvelable [11].

- ❖ **Energie renouvelable** est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement, elle est considérée comme une source inépuisable à l'échelle de temps humaine [2].
- ❖ **Energie non renouvelable** est une source d'énergie qui ne se renouvelle pas assez rapidement, cette source est considérée comme inépuisable à l'échelle humaine, ou même qui ne se renouvelle pas du tout, par opposition aux énergies renouvelable [2].

Les principales sources d'énergies non renouvelables sont dérivées des hydrocarbures, tels que le pétrole, le gaz naturel, et les huiles. On peut classer les énergies non renouvelables en deux grandes familles :

- **Énergies fissiles** : basées sur la fission de noyaux atomiques, principalement celle de noyaux d'uranium.
- **Énergie fossile** : notamment le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine, et leur consommation est intensive, d'où on rencontre actuellement des risques d'épuisement.

### Énergie nucléaire

Les gisements d'uranium étant limités. Seule la fusion nucléaire pourrait, à condition d'être industriellement maîtrisée, produire de l'énergie sur un très long terme [2].

### Énergie fossile

Les énergies fossiles font partie des énergies non renouvelables, représentées également par le charbon, le pétrole et le gaz naturel [2].



Figure II.1: Centrale nucléaire.

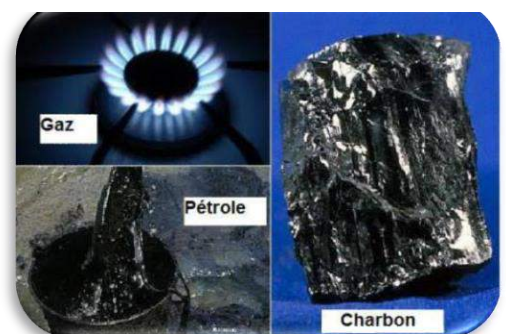


Figure II.2: Energie fossiles

## II.2 Formation du gaz naturel

Simplement c'est un trésor naturel enfoui dans les entrailles de la Terre, c'est un fruit de la nature. Ce gaz est aussi dit naturel car il est distribué aux consommateurs sans qu'il ait subi une transformation trop importante après son extraction. Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures trouvé naturellement sous forme gazeuse. C'est la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole et son usage se développe rapidement [11].

Il est issu des transformations naturelles, pendant des millions d'années, des matières organiques comme les végétaux et les animaux, ces résidus organiques se décomposent et se déposent sous des couches sédimentaires.

Avec le temps et sous l'effet de la pression et de la chaleur, ces couches sédimentaires se transforment en hydrocarbures comme le pétrole ou le gaz naturel à l'intérieur d'une couche rocheuse appelée « roche-mère ». Puisqu'il est le plus léger, il monte à l'intérieur de roches plus poreuses jusqu'à ce qu'il se heurte à une couche de roche imperméable. Bloqué à cet endroit, une poche de gaz naturel se crée. Ce processus prend des millions d'années.

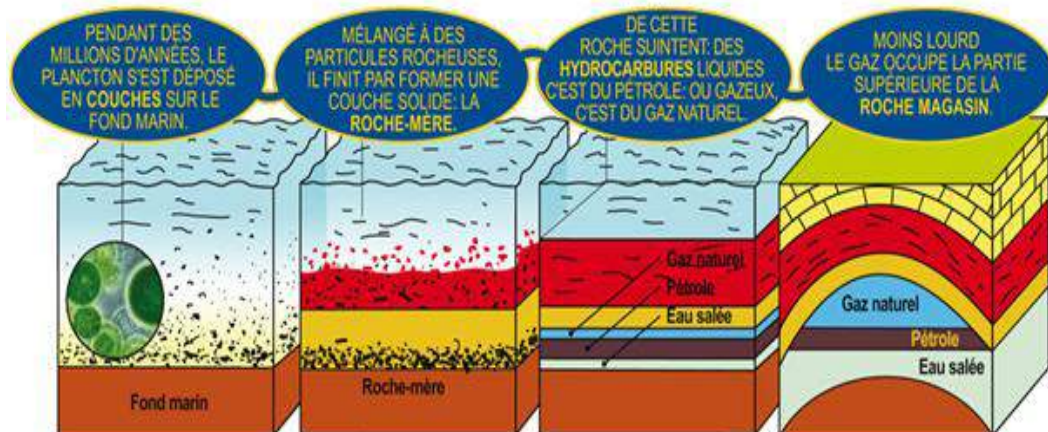
Le gaz naturel peut être de diverses natures :

- Il est dit thermogénique lorsqu'il provient de la transformation de matière organique sous l'effet de la pression et de la chaleur.
- Ou bien biogénique lorsqu'il est généré à partir de la fermentation de bactéries présentes dans les sédiments organiques.

## II.3 Nature du gaz naturel

Selon la profondeur et les types de gisements, le gaz peut être conventionnel ou non conventionnel [2].

Cela dépend de sa difficulté d'extraction et de sa mise en exploitation. A l'inverse des gaz conventionnels piégés dans un gisement facile d'accès, les gaz non conventionnels sont difficiles à extraire



**Figure II.3:** Schéma de formation du gaz naturel .

Les producteurs de gaz privilégient l'exploitation du gaz conventionnel qui garantit un taux de récupération des ressources de 80% contre 20% en moyenne pour le gaz non conventionnel.

### II.3.1 Gaz conventionnels

Ils sont soit sous forme de gaz associé ou bien non associé [11] :

- Le gaz non associé est présent dans les gisements de pétrole mais il n'est pas mélangé à ce dernier.
- Le gaz associé est présent en solution dans le pétrole et doit être séparé lors de l'extraction de ce dernier. Autrefois, il est aujourd'hui, soit réinjecté dans les gisements de pétrole pour y maintenir la pression, soit valorisé.

### II.3.2 Gaz non conventionnels

Ils représentent d'importantes réserves souterraines dont l'exploitation demeure complexe et coûteuse.

- Le gaz de schiste est un gaz piégé dans une roche extrêmement imperméable appelée le schiste, il représente d'importantes réserves.
- Le gaz de charbon est naturellement présent dans les pores du charbon.

- Le gaz compact est emprisonné dans des petits réservoirs souterrains difficiles d'accès.

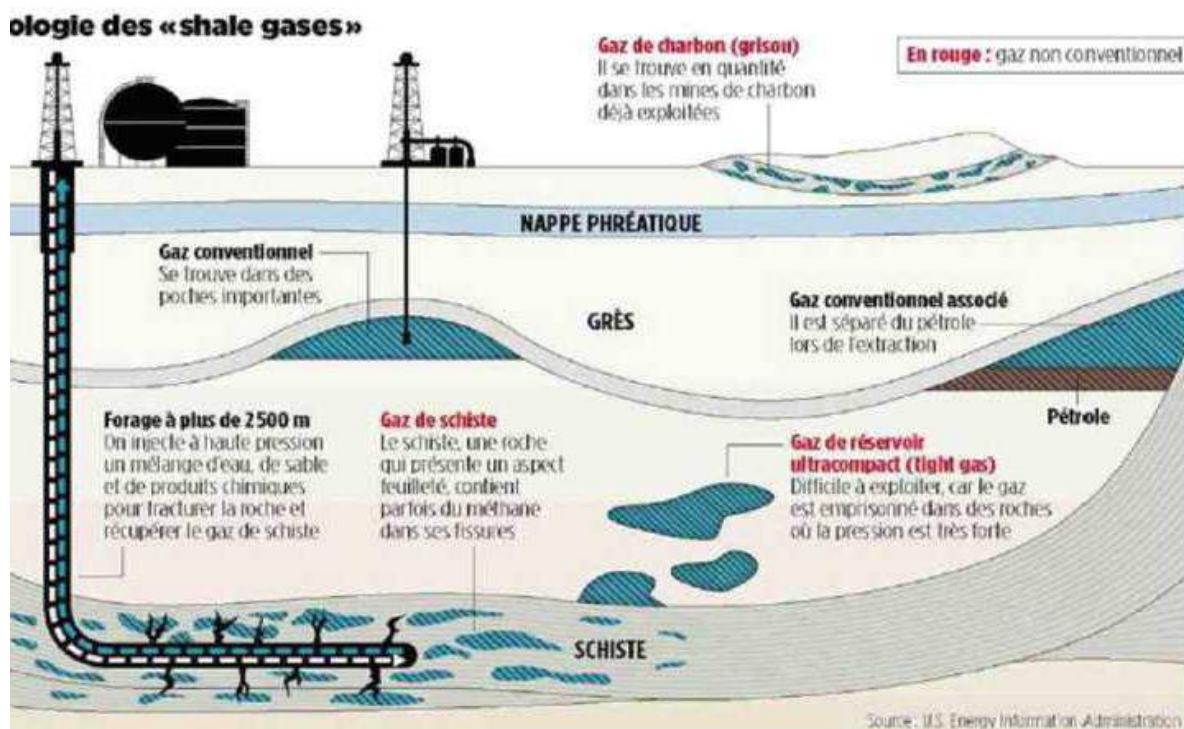


Figure II.4: Gaz conventionnel et non conventionnel.

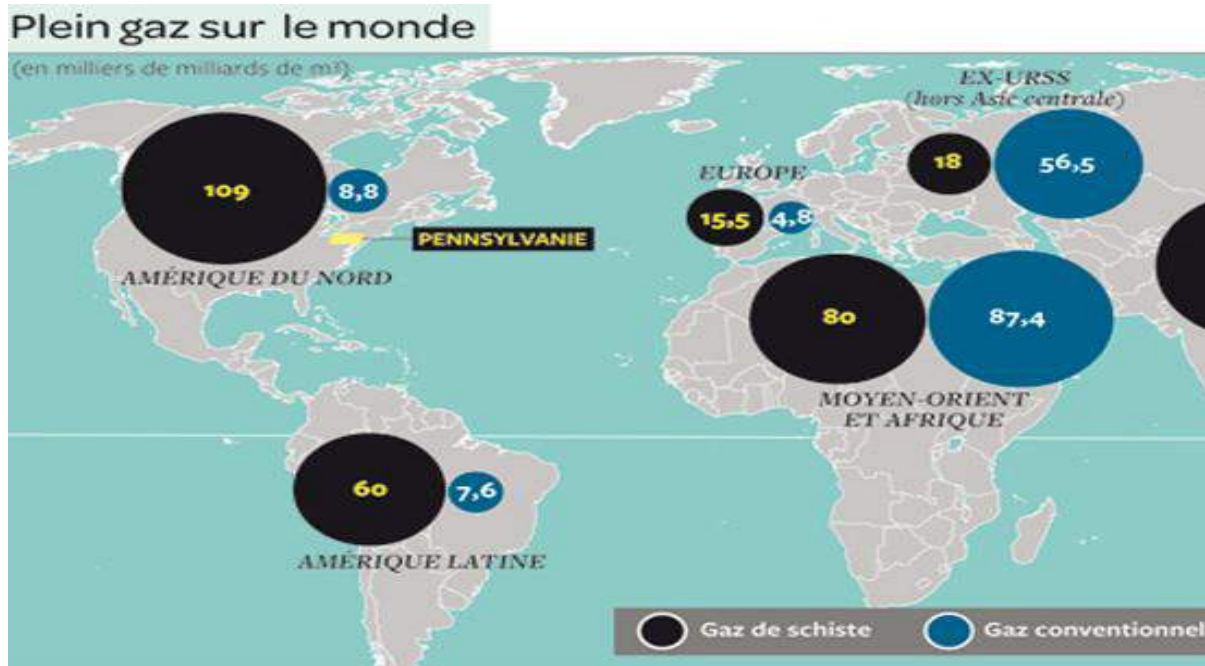


Figure II.5: Réserves mondial des gaz conventionnels et non conventionnels.

- Les hydrates de méthane sont piégés sous haute pression et à basse température. Ils se trouvent sous les océans et dans les zones de permafrost (Alaska, Russie). Aucune technique économiquement fiable ne permet pour l'instant d'exploiter ces gisements.

### II.3.2.1 Points positifs

- Augmentation des réserves de gaz.
- Pic gazier repoussé dans le temps.
- Indépendance énergétique améliorée.
- Progrès des techniques utilisables pour l'exploitation des ressources non-conventionnelles.

### II.3.2.2 Points négatifs

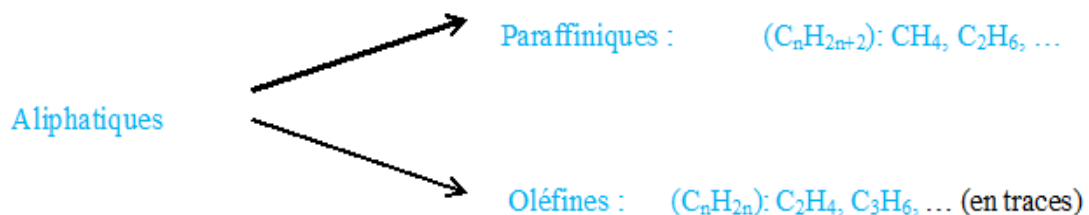
- Risques environnementaux supplémentaires à gérer (utilisation de produits chimiques).
- Ressource fossile (limitées dans le temps et émissive en CO<sub>2</sub>).
- Importante consommation d'eau.

## II.4 Composition du gaz naturel

À son état brut, le gaz naturel contient des hydrocarbures et des non hydrocarbures [11] :

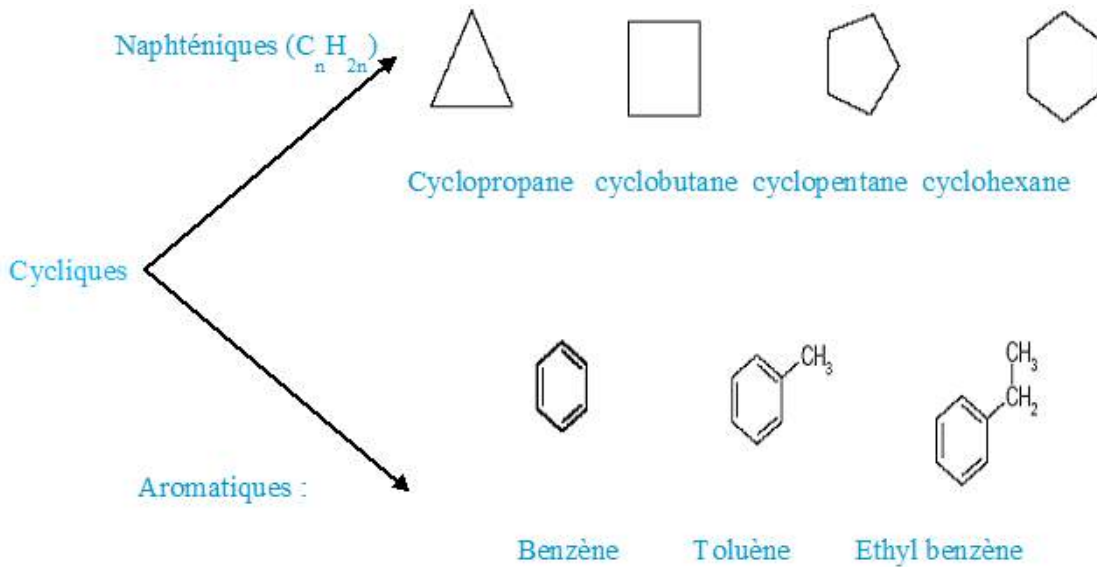
### II.4.1 Composés hydrocarbures

- Les hydrocarbures aliphatiques.





## ➤ Hydrocarbures cycliques.

**II.4.1.1 Principaux constituants hydrocarbures du GN****Tableau II.1:** Constituants hydrocarbures du GN.

Constituants	Formule chimique
Methane	$CH_4$
Ethane	$C_2H_6$
Propane	$C_3H_8$
i-Butane	$iC_4H_{10}$
n-Butane	$nC_4H_{10}$
i-Pentane	$iC_5H_{12}$
n-Pentane	$nC_5H_{12}$
Hexanes & heavier	$C_6^+$

**II.4.2 Composés non hydrocarbures****II.4.2.1 Gaz inerts**

- Nitrogen.
- Helium.
- Argon.
- Oxygen.

### II.4.2.2 Gaz acides

- Hydrogen sulfuré  $H_2S$ .
- Dioxyde de carbone  $CO_2$ .

### II.4.2.3 Composés soufrés

- Mercaptans  $R-SH$ .
- Sulfides  $R-S-R'$
- Disulfides  $R-S-S-R'$

### II.4.2.4 Eau

Le gaz brut est généralement saturé en eau.

### II.4.2.5 Autres éléments

- Arsenic  $As$ .
- Mercure  $Hg$ .

### II.4.2.6 Solides

- Rouille, sables...
- Exemple de composition d'un gaz naturel.

## II.5 Propriétés du gaz naturel

### II.5.1 Inodore mais parfumé

Le gaz naturel est inodore, mais on y ajoute un odorant pour des raisons de sécurité. C'est le mercaptan qui lui donne une forte odeur d'œuf pourri. Cette odeur permet de détecter rapidement la présence de gaz naturel [2].

### II.5.2 Ne s'enflamme pas facilement

Il faut que le gaz naturel atteigne une concentration précise de 5 % à 15 % et qu'une source d'ignition soit présente pour qu'il puisse s'enflammer. Hors de cette plage d'inflammabilité, le gaz naturel ne s'enflammera pas [2].



### II.5.3 Non toxique

Le gaz naturel est incolore, inodore et sans goût. C'est un gaz stable qui n'est ni toxique, ni corrosif. S'il se trouve en contact avec de l'eau, il ne se mélange pas et ne la contamine pas. Il fait des bulles, remonte à la surface et se dissipe rapidement dans les airs [2].

### II.5.4 Masse volumique d'un gaz

Représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en  $\text{kg/m}^3$ . Elle est en fonction de la température et de la pression. En dehors de conditions spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales ( $0\text{ }^\circ\text{C}$ , 1 atm) et standard ( $15\text{ }^\circ\text{C}$ , 1 atm) .

### II.5.5 Densité

Elle est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans les conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards [2].

### II.5.6 Pouvoir calorifique

#### II.5.6.1 Pouvoir calorifique supérieur

Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité spécifiée de gaz dans l'air à pression constante ( $P_1$ ) telle que tous les produits de la combustion sont ramenés à la même température spécifiée des corps en réaction ( $t_1$ ). Tous ces produits étant à l'état gazeux sauf l'eau formée pendant la réaction qui est ramenée à l'état liquide à la température  $t_1$  [3].

#### II.5.6.2 Pouvoir calorifique inférieur

Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité spécifiée de gaz dans l'air à pression constante ( $P_1$ ) telle que tous les produits de la combustion sont ramenés à la même température spécifiée des corps en réaction ( $t_1$ ). Tous ces produits étant à l'état gazeux y compris l'eau formée pendant la réaction, étant à l'état gazeux [3].

$$\text{Pouvoir calorifique} = \frac{\text{quantité de chaleur dégagée}}{\text{volume de gaz mesurée}}$$

## II.6 Types de gaz naturel

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface. Ceci conduit à distinguer les cas suivants :

### II.6.1 Gaz sec

Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production.

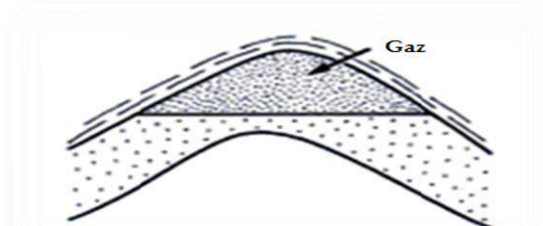


Figure II.6: Réservoir à gaz sec

### II.6.2 Gaz humide

Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface.

### II.6.3 Gaz à condensat

Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production.

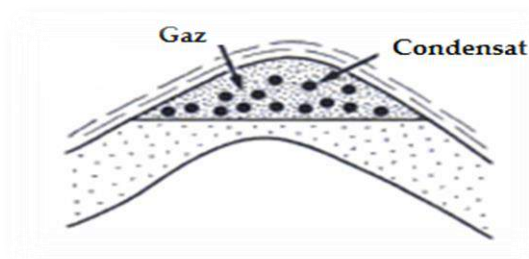


Figure II.7: Réservoir de gaz à condensat.

### II.6.4 Gaz associé

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

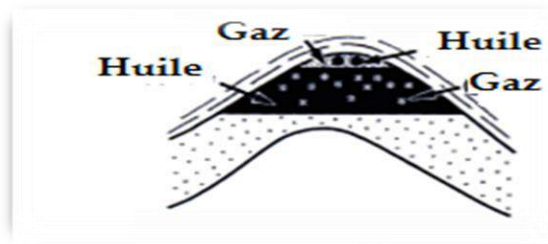


Figure II.8: Gisement d'huile.

## II.7 Traitement du gaz naturel

### II.7.1 Rôle des installations de traitement sur champ

Le gaz, qu'il provienne d'un gisement de gaz naturel ou de gaz associé à une production d'huile, constitue une source énergétique importante.

Le rôle des installations de traitement peut être défini en trois points [4] :

- ✚ Traiter pour livrer les hydrocarbures
  - Respecter les spécifications commerciales ou techniques
  - Respecter les conditions de sécurité
- ✚ Eliminer les effluents non commercialisables

En respectant les conditions de :

- Ne pas polluer le milieu naturel.
  - Assurer la protection du personnel, des installations et de la population.
  - Environnante des centres de traitements.
- ✚ Optimiser la récupération des hydrocarbures
    - Dans les gisements de pétrole (récupération maximale d'huile).
    - Dans les gisements de gaz naturel (valorisation des condensats).

### **II.7.1.1 Assurer la livraison des hydrocarbures produits**

Cette livraison, en un point donné (stockage, pipe, etc...) doit respecter des spécifications précises [4] :

- De quantité.
- De qualité.

La gestion des quantités pour la livraison du gaz est plus complexe que pour l'huile (facilement stockable et transportable parce que c'est un liquide dans les conditions normales de température et de pression).

Des procédés de liquéfaction et de stockage souterrains se développent pour pouvoir écrêter les écarts entre production et consommation.

La liquéfaction du gaz est surtout envisagée pour permettre le transport quand le lieu de production est très éloigné des grands pôles de consommation.

### **II.7.1.2 Limiter les risques de pollution du milieu environnant**

Les problèmes sont liés principalement aux rejets de produits extraits non commercialisables :

- Rejet des eaux polluées par hydrocarbures ou produits chimiques.
- Rejet des gaz à l'atmosphère, Les rejets de gaz effectués de manière permanente ou accidentelle sont soit torchés ou misent simplement sur évent.
- La protection du personnel, des populations et des installations environnantes est obligatoire, surtout en présence d'H<sub>2</sub>S.

### **II.7.1.3 Optimiser la récupération des hydrocarbures**

L'optimisation de la récupération des hydrocarbures d'un gisement nécessite de connaître parfaitement :

Le comportement et la composition des fluides, depuis la structure du réservoir (PVT) jusqu'à la sortie des unités de traitement, au cours de la déplétion du gisement, les

contraintes locales climatiques, géographiques, de construction, stratégiques, politiques etc....

A partir de la connaissance de ces points, la notion d'optimisation des produits valorisables peut être envisagée au niveau du choix des techniques d'exploitation. Ces choix de procédés dépendront aussi des produits tiers non commercialisables ou des composants posant des problèmes particuliers ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ).

## **II.7.2 Spécifications des produits commercialisés**

### **II.7.2.1 Spécifications du gaz commercial**

#### **II.7.2.1.1 Teneur en gaz acides**

##### **a. Teneur en hydrogène sulfuré ( $H_2S$ )**

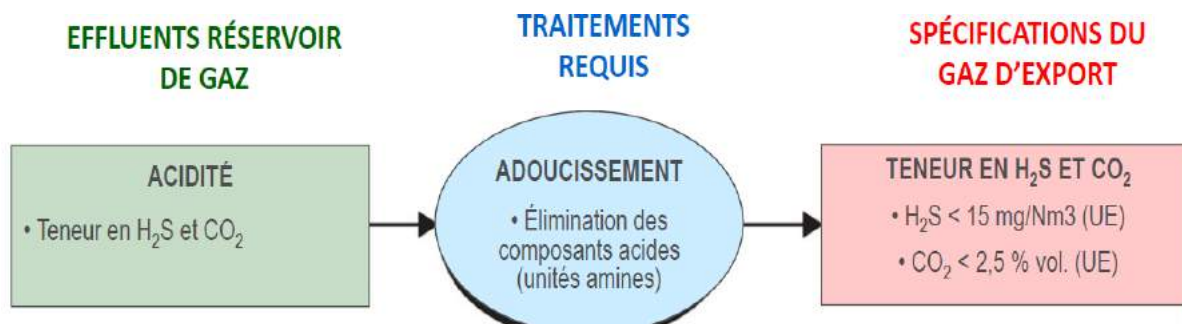
En général il doit être entre de 1.5 à 4 ppm vol maximum, sa forte toxicité impose des traitements spécifiques permettant de diminuer sa teneur en fonction des spécifications de transport ou commerciales, risque d'inflammation lors de mise à l'atmosphère permanente ou accidentelle, provoque la corrosion en présence d'eau liquide et génère une pollution, car il est converti en oxydes de soufre ( $SO_x$ ) par la combustion [11].

##### **b. Teneur en Dioxyde de carbone ( $CO_2$ )**

Sa teneur doit être y compris entre 2 à 3% molaire maximum, souvent il est extrait en même temps que l' $H_2S$  dans différents procédés.

Il doit être éliminé car [11] :

- Provoque une corrosion en présence d'eau liquide.
- Diminue le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz car il ne fournit pas de chaleur de combustion.
- Favorise la présence de bactéries sulfato-réductrices (SRB) dans l'aquifère des réservoirs naturels, générant de l' $H_2S$ .
- Se cristallise et provoque des bouchages dans les installations GNL dans les procédés de basse température.



**Figure II.9:** Schéma des spécifications en %CO<sub>2</sub> et %H<sub>2</sub>S.

### II.7.2.1.2 Soufre total et autres contaminants

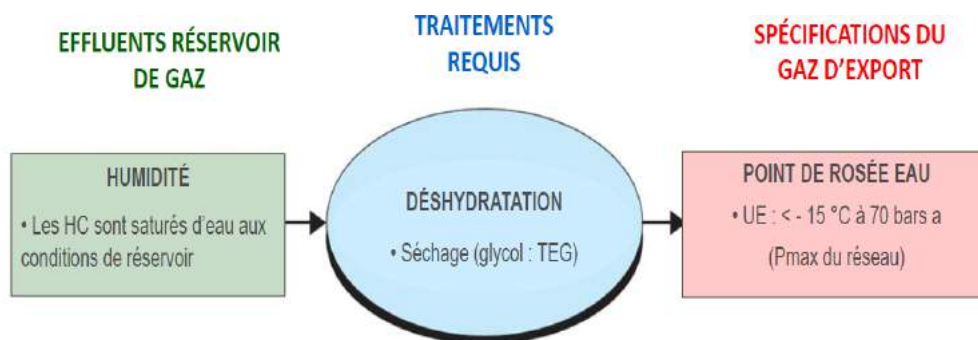
Teneurs maximales en composés soufrés : de 50 à 150 mg/Sm<sup>3</sup> maximum. Il faut éliminer aussi l'oxygène, l'azote et même des atomes métalliques tels que le nickel et le vanadium [2].

L'oxygène n'est pas un contaminant naturel du gaz produit mais il apparaît souvent dans les analyses. Son apparition est due aux entrées d'air dans les installations à basse pression. Il peut être corrosif et dans certaines proportions, former aussi un mélange explosif avec le gaz [2].

### II.7.2.1.3 Teneur en humidité du gaz commercial

**L'humidité peut se condenser et produire du liquide (eau libre) :**

- Dans lequel l'H<sub>2</sub>S et le CO<sub>2</sub> se dissocient et provoquent de la corrosion.
- La formation d'hydrates solides (à des pressions données et faible température), susceptibles de boucher les lignes de production ou les installations GNL.



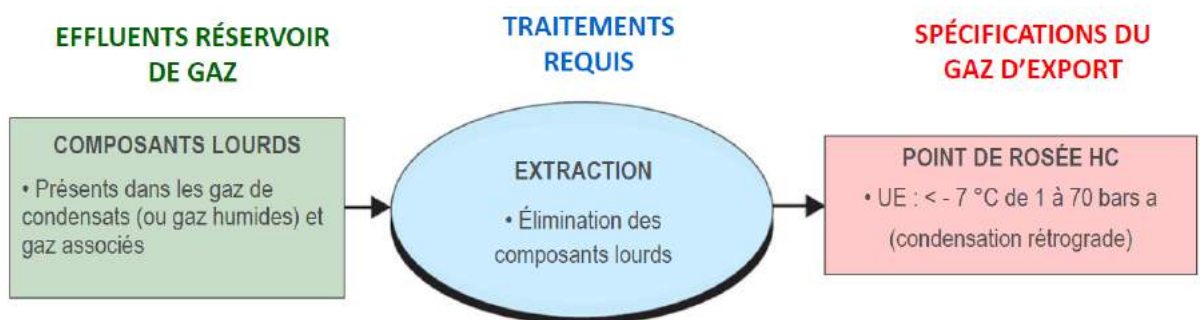
**Figure II.10:** Schéma de spécification du point de rosée eau.

### II.7.2.1.4 Teneur en fractions lourdes (LGN – liquide de gaz naturel)

Les buts de l'extraction des Liquides de Gaz Naturel (LGN) sont multiples :

- Eviter un écoulement multiphasique dans les pipelines d'export de gaz commercial et/ou dans le réseau de distribution.
- Respecter les conditions de sécurité (un brûleur industriel ou domestique ne doit pas recevoir de liquide).
- Diminuer le pouvoir calorifique du gaz commercial (les fractions lourdes ont un PCS plus élevé par volume).
- Récupérer des produits liquides à forte valeur ajoutée.

Le procédé de séparation à basse température (LTS) est la technique la plus couramment utilisée pour l'extraction des LGN



**Figure II.11:** Schéma de spécification du gaz en point de rosée de HC.

#### Point de rosée

Point de rosée eau de l'ordre de  $-15\text{ °C}$  à 70 bars.

Point de rosée hydrocarbure de l'ordre de  $-2\text{ °C}$  à 70 bars.

### II.7.2.2 Spécifications de transport pour le gaz

#### II.7.2.2.1 Point de rosée eau

Il s'exprime en  $^{\circ}\text{C}$  pour une pression donnée, ex :  $-15\text{ °C}$  à 70 bar. Ce qui correspond en fait à imposer une teneur en eau maximale dans le gaz.

Les problèmes de transport liés à la présence d'eau dans le gaz sont les suivant :

- L'eau est responsable de la plupart des formes de corrosion lorsqu'elle est associée à des gaz acides ( $H_2S$  et  $CO_2$ ) ou à des sels (carbonates de calcium).
- Les dépôts d'eau par condensation dans les conduites ou les entrainements d'eau libre de gisement peuvent engendrer des fortes charges avec des risques d'érosion et des coups de bélier des bouchons liquides.
- Risques de formation d'hydrates [3].
  - ✱ Le phénomène de formation d'hydrates constitue le problème majeur dans la production et le transport du gaz naturel. Il conduit à l'obstruction des conduites et des équipements et donc à des arrêts de production et des risques de surpression pour les installations.

#### **II.7.2.2 Teneur en HC liquides**

La teneur en condensat s'exprime en g/Sm<sup>3</sup> équivalent au point de rosée hydrocarbures en ° C.

Lorsque l'on est en présence d'un gaz naturel à condensat, on peut avoir des dépôts liquides de condensats dans les conduites. Les lourds dans le gaz ( $C_5^+$ ) peuvent se condenser dans les lignes de transport en provoquant une réduction de la section de passage du gaz dans les lignes et par conséquent, une augmentation des pertes de charge et des arrêts intempestifs de production.

#### **II.7.2.3 Spécifications eau de rejet**

Il faut distinguer deux types de rejet d'eau :

##### **II.7.2.3.1 Les eaux issues des réseaux de drainages ouverts**

Teneur maxi en HC libres : 15 ppm, ils relèvent de La convention de MARPOL.

##### **II.7.2.3.2 Les eaux issues de la production**

Teneur maxi en HC libres en mer 40, à terre 20 ppm (analyse IR).

Une réglementation concerne d'autres paramètres pour les rejets d'eaux à terre dans la plupart des pays industriels. C'est le cas par exemple pour la salinité, les matières en suspension, la température, la teneur en matières organiques biodégradables ou non et les produits toxiques.



II.7.3 Chaîne du traitement de gaz

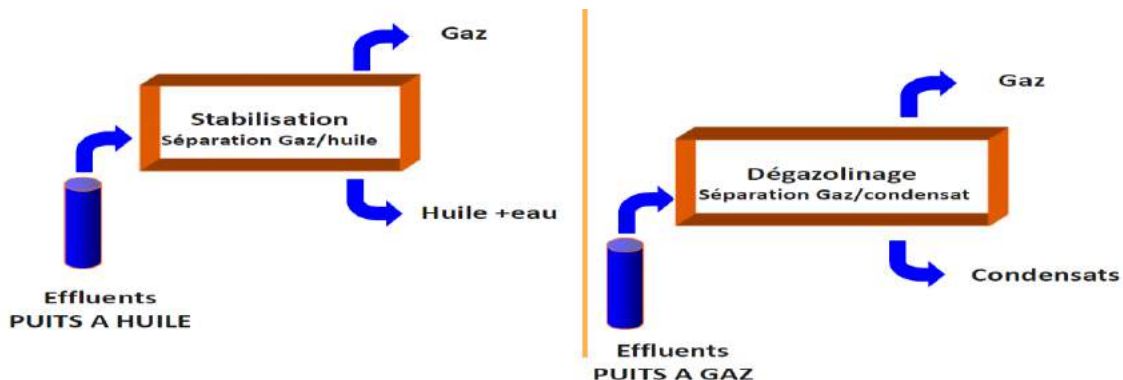


Figure II.12: Schéma type d'une installation de traitement sur champ gazier.

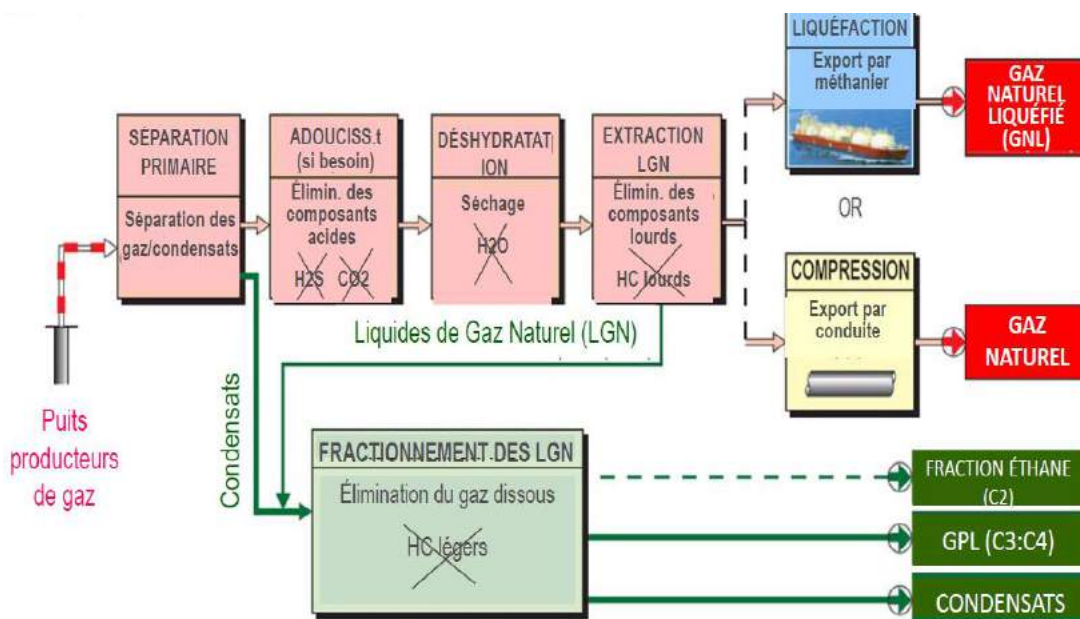


Figure II.13: Parcours de gaz des puits jusqu'à l'export.

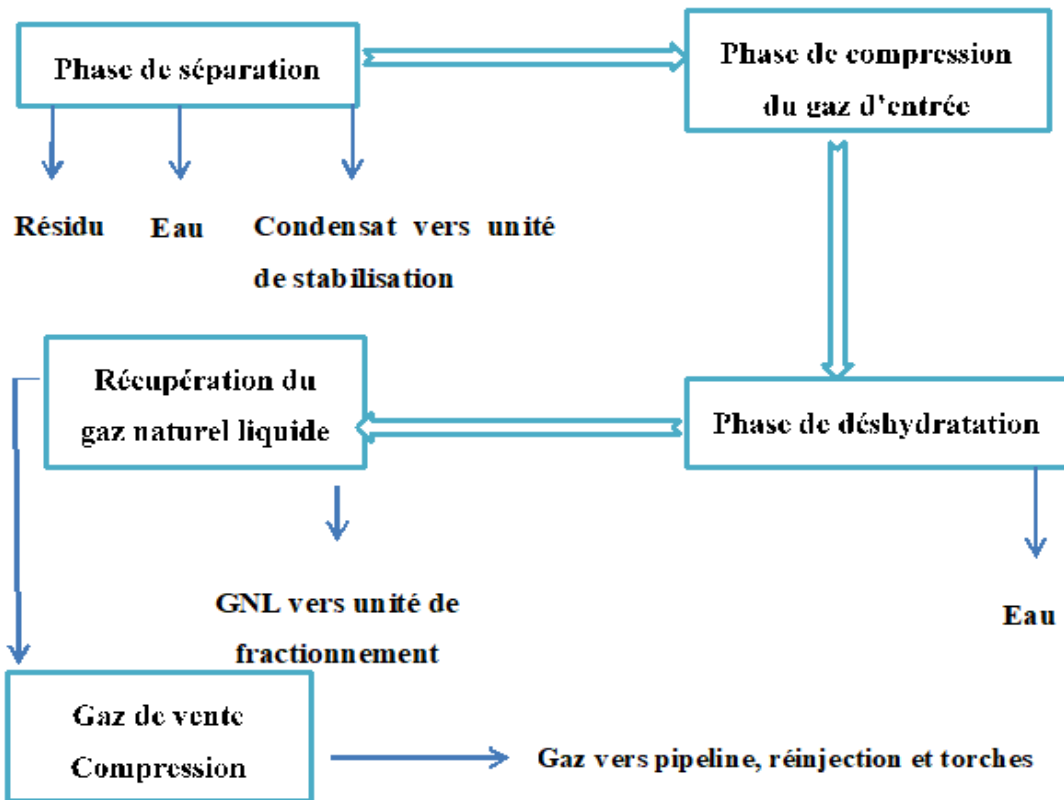


Figure II.14: Diagrammes de parcours du gaz dans un CPF.

METHANE C1	ETHANE C2	PROPANE C3	BUTANE C4	PENTANE C5	HEXANE BENZENE C6	HEPTANE TOLUENE C7+
← GNL LNG →						
	←			LGN NGL →		→
		← GPL LPG →				
		← PROPANE →				
			← BUTANE →			
				← CONDENSATS, GAZOLINE →		

Figure II.15: Fourchettes commercial des fractions légères dans un gaz naturel.

Désignation commerciale usuelle des hydrocarbures légers du gaz naturel

GNL : gaz naturel liquéfié.

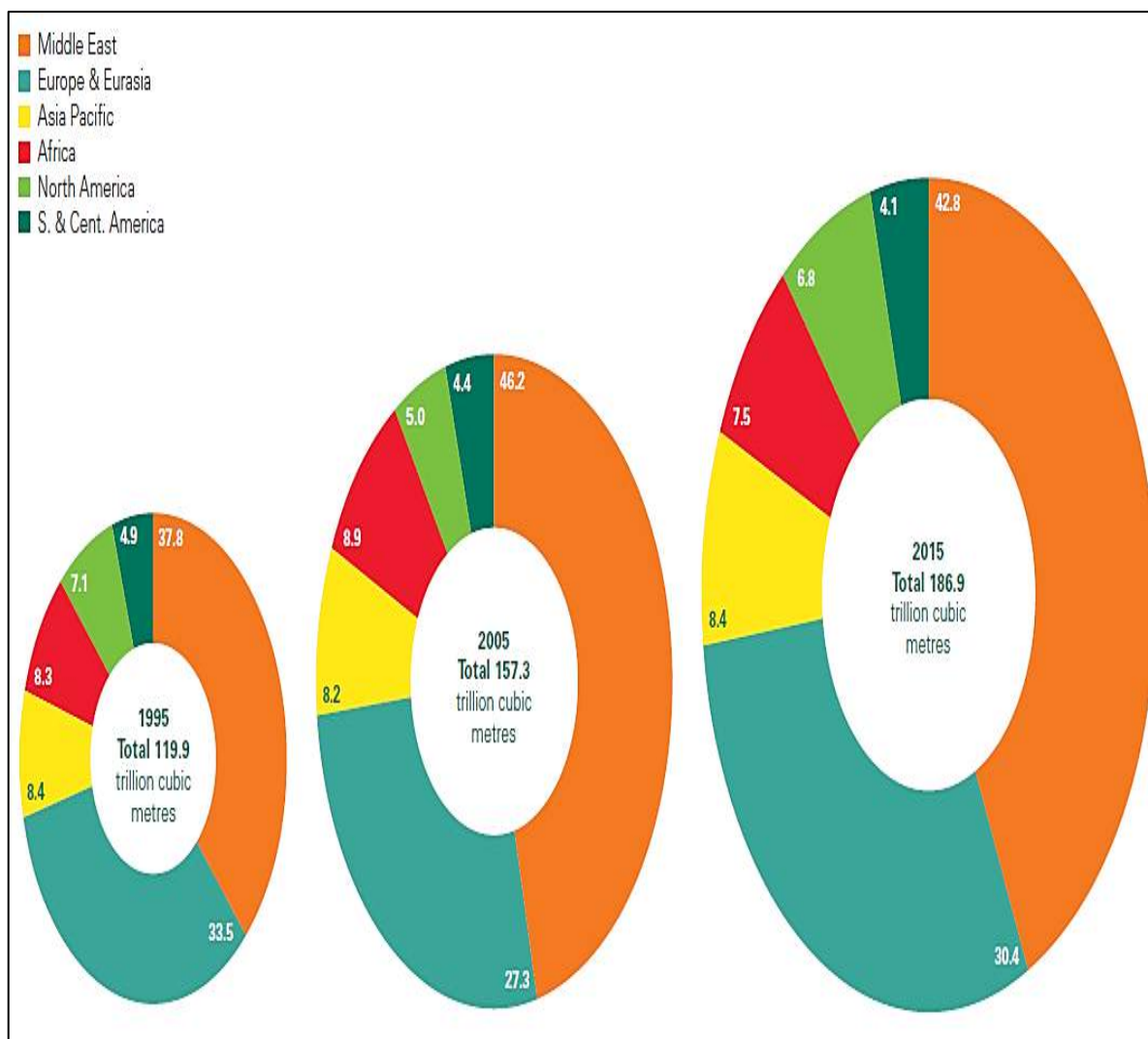
LGN : liquides de gaz naturel.

GPL : gaz des pétroles liquéfiés

## II.8 Gaz naturel dans le monde

### II.8.1 Réserves du gaz naturel

La figure représente la répartition des réserves du gaz naturel en 1995, en 2005 et en 2015.



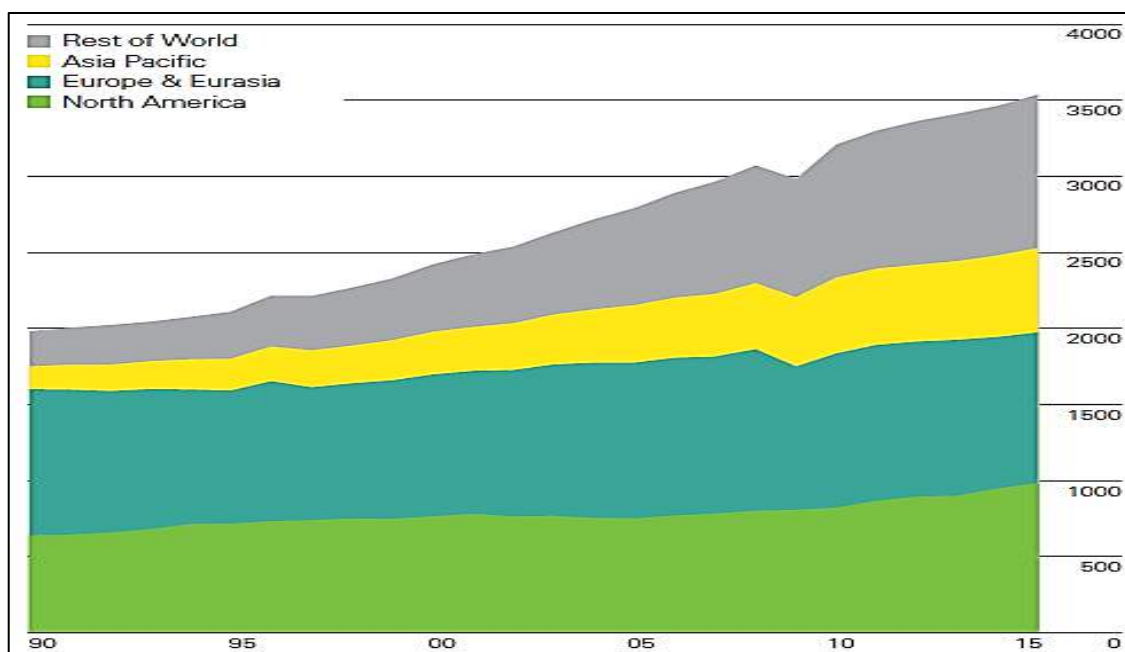
**Figure II.16:** Répartition du gaz naturel des réserves dans le monde en pourcentage.

**Tableau II.2:** Classement des pays par leurs réserves prouvées de gaz naturel en 2015.

Rang	Pays	Réserves prouvées du gaz naturel (Trillion m <sup>3</sup> )	Part dans les réserves mondiales %
01	Iran	34,0	18,2
02	Russie	32,3	17,3
03	Qatar	24,5	13,1
04	Turkménistan	17,5	9,4
05	Etats Unis	10,4	5,6
06	Arabie Saoudite	8,3	4,5
07	Emirats Arabes Unis	6,1	3,3
08	Venezuela	5,6	3,0
09	Nigeria	5,1	2,7
10	<u>Algérie</u>	<u>4,5</u>	<u>2,4</u>

## II.8.2 Production du gaz naturel

Le graphe présent dans la **Figure II.17** représente la production mondiale du gaz naturel de 1990 jusqu'à 2015.

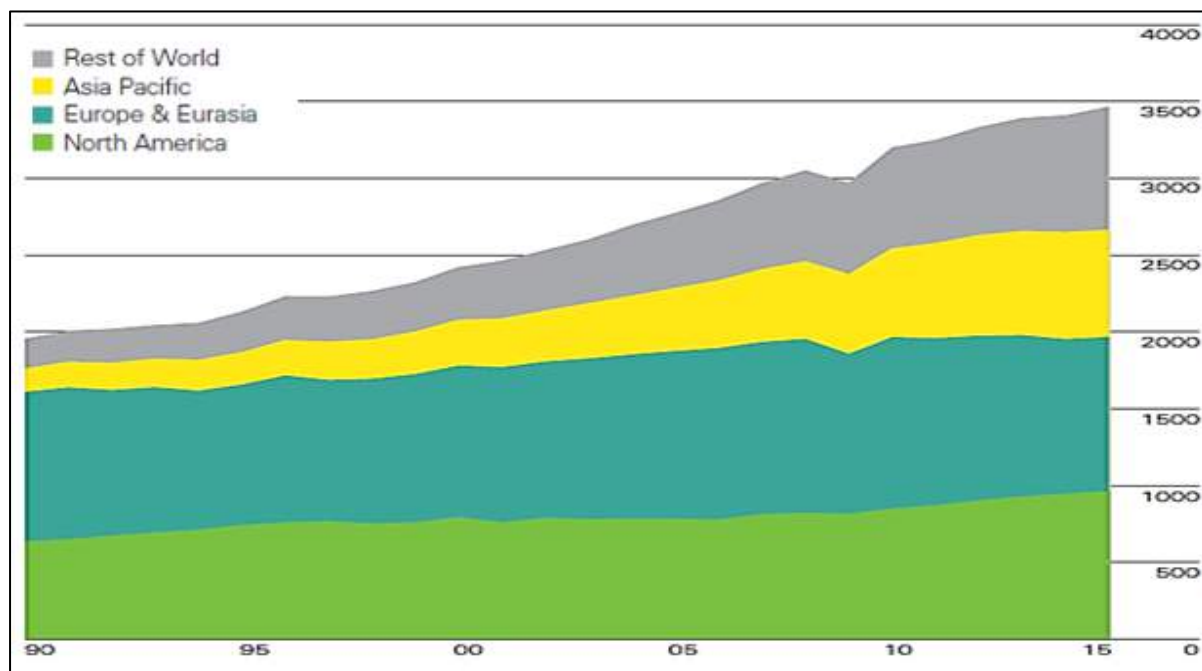
**Figure II.17:** Evolution de la production du gaz naturel dans le monde en billion m<sup>3</sup>.

**Tableau II.3:** Classement des neuf premiers pays producteurs du gaz naturel en 2015.

Rang	Pays	Production du gaz naturel (Billion m <sup>3</sup> )	Part dans la production mondiale %
01	États-Unis	767,3	22.0
02	Russie	573,3	16.1
03	Iran	192,5	5.4
04	Qatar	181,4	5.1
05	Canada	163,5	4.6
06	Chine	138,0	3.9
07	Norvège	117,2	3.3
08	Arabie Saoudite	106,4	3.0
09	<u>Algérie</u>	<u>83,0</u>	<u>2.3</u>

### II.8.3 Consommation du gaz naturel

Le graphe présent dans la **Figure II.18** représente la consommation mondiale du gaz naturel de 1990 jusqu'à 2015.

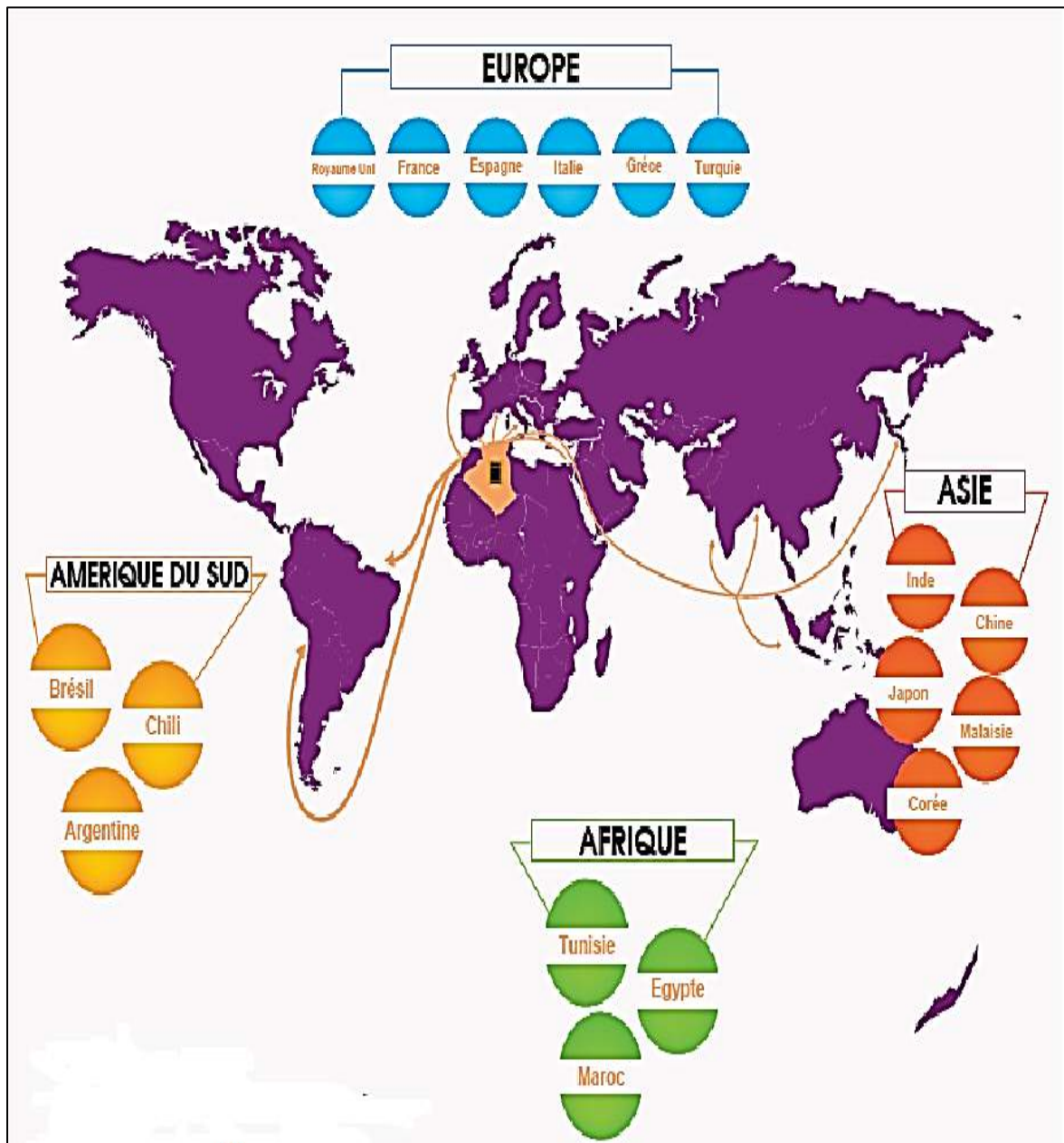
**Figure II.18:** Evolution de la consommation du gaz naturel dans le monde en billion m<sup>3</sup>.

**Tableau II.4:** Classement des vingt-cinq premiers pays consommateurs de gaz naturel en 2015.

<b>Rang</b>	<b>Pays</b>	<b>Consommation du gaz naturel (Billionm<sup>3</sup>)</b>	<b>Part dans la consommation mondiale %</b>
<b>01</b>	États-Unis	778.0	22.8
<b>02</b>	Russie	391.5	11.2
<b>03</b>	Chine	197.3	5.7
<b>04</b>	Iran	191.2	5.5
<b>05</b>	Japon	113.4	3.3
<b>06</b>	Arabie Saoudite	106.4	3.1
<b>07</b>	Canada	102.5	2.9
<b>08</b>	Mexique	83.2	2.4
<b>09</b>	Allemagne	74.6	2.1
<b>10</b>	Émirats arabes	69.1	2.0
<b>11</b>	Angleterre	68.3	2.0
<b>12</b>	Italie	61.4	1.8
<b>13</b>	Thaïlande	52.9	1.5
<b>14</b>	Inde	50.6	1.5
<b>15</b>	Ouzbékistan	50.3	1.4
<b>16</b>	Egypte	47.8	1.4
<b>17</b>	Argentine	47.5	1.4
<b>18</b>	Qatar	45.2	1.3
<b>19</b>	Corée du Sud	43.6	1.3
<b>20</b>	Turquie	43.6	1.3
<b>21</b>	Pakistan	43.4	1.2
<b>22</b>	Brésil	40.9	1.2
<b>23</b>	Malaisie	39.8	1.1
<b>24</b>	Indonésie	39.7	1.1
<b><u>25</u></b>	<b><u>Algérie</u></b>	<b><u>39.0</u></b>	<b><u>1.1</u></b>

### II.8.4 Exportation du gaz naturel

L'export se fait par 2 voies soit par pipelines sous forme de gaz soit par des navires sous forme d'un GNL. L'Algérie est un fournisseur fiable en gaz naturel la figure au-dessous illustre les différents clients de la SONATRACH [11].



**Figure II.19:** Différent clients de la SONATRACH.

**A. Export par pipeline :****Tableau II.5:** Classement des sept premiers pays exportateurs de gaz naturel par pipeline en 2015

<b>Rang</b>	<b>Pays</b>	<b>Export du gaz naturel par pipeline (Billion m<sup>3</sup>)</b>
<b>01</b>	Russie	193,0
<b>02</b>	Norvège	109,5
<b>03</b>	Canada	74,3
<b>04</b>	Etats Unis	49,7
<b>05</b>	Pays-Bas	40,6
<b>06</b>	Turkménistan	38,1
<b>07</b>	<b><u>Algérie</u></b>	<b><u>25,0</u></b>

❖ L'Algérie possède 3 Gazoducs transcontinentaux :

✓ **Gazoduc ENRICO MATTEI « GEM » :**

Relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie.

**Longueur :** 1647 Km  
**Capacité :** 33,15 milliards de m<sup>3</sup>  
**Mise en service :** 1982

✓ **Gazoduc PEDRO DURAN FARELL « GPDF » :**

Relie l'Algérie à l'Espagne via le Maroc.

**Longueur :** 521 Km  
**Capacité :** 11,6 milliards de m<sup>3</sup>/an  
**Mise en service :** 1996

✓ **Gazoduc MEDGAZ :**

Relie directement l'Algérie à l'Espagne. Partant de Beni Saf, le pipeline traverse la Méditerranée, pour aboutir près d'Almeria sur la côte espagnole.

**Longueur :** 210 Km  
**Capacité :** 8 milliards de m<sup>3</sup> /an  
**Mise en service :** 2011



**B. Exportation du GNL par navires :****Tableau II.6:** Classement des sept premiers pays exportateurs de GNL en 2015.

<b>Rang</b>	<b>Pays</b>	<b>Export de GNL (Billion m<sup>3</sup>)</b>
<b>01</b>	Qatar	106,4
<b>02</b>	Australie	39,8
<b>03</b>	Malaisie	34,2
<b>04</b>	Nigeria	27,5
<b>05</b>	Indonésie	21,9
<b>06</b>	Trinité et Tobago	17,0
<b><u>07</u></b>	<b><u>Algérie</u></b>	<b><u>16,2</u></b>

En Algérie, SONATRACH possède 21 navires de transport (09 de GNL, 10 de GPL et 02 Pétroliers) et se positionne comme un acteur majeur dans l'exportation du GNL et du GPL dans le bassin euro-méditerranéen.



Figure II.20: Navires de SONATRACH de transport de GNL.

## II.9 Utilisations du gaz naturel

- ✚ En raison de ses avantages économiques et écologiques et l'abondance de ses réserves, le gaz naturel devient plus attractif pour beaucoup de pays.
- ✚ Il est considéré comme une option énergétique de premier ordre grâce à sa qualité de combustible, comme matière première et sa facilité de substitution aux produits pétroliers. Il se situe en troisième position dans le classement des sources d'énergies primaires commerciales à un niveau compatible à celui du pétrole et du charbon.
- ✚ L'utilisation du gaz naturel ne produit pratiquement pas d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), et quasiment aucune pollution locale comme les oxydes de soufre, les poussières, etc.
- ✚ Cet intérêt écologique a une conséquence économique directe : une installation (centrale électrique, chaufferie, cimenterie ou autre) brûlant du charbon a besoin de dispositifs de dépollution, pour extraire le soufre, les NO<sub>x</sub> et les poussières des fumées. Ces installations sont très coûteuses à construire et à entretenir. Avec le gaz naturel, ces appareillages sont inutiles, d'où une économie importante. De plus, le gaz naturel ne laisse pas de cendres.

✚ Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés. Traditionnellement, la fourniture de chauffage et d'électricité.

### **II.9.1 Utilisateurs domestiques**

Les applications domestiques sont les principales taches du gaz naturel. Il peut être utilisé pour cuisiner, laver, sécher, faire chauffer de l'eau, chauffer une maison ou la climatiser.

En outre, les appareils ménagers sont sans cesse d'amélioration afin de pouvoir être utilisés par le biais de gaz naturel, plus économique et plus sûr. Les frais d'exploitation du matériel fonctionnant au gaz naturel sont généralement plus faibles que ceux liés à d'autres sources d'énergie.

### **II.9.2 Applications commerciales**

Les principaux utilisateurs commerciaux de gaz naturel sont les fournisseurs de services (restaurants, hôtels, services médicaux, bureaux, etc.). Les applications commerciales du gaz naturel incluent la climatisation (air conditionné et réfrigération), la cuisson et le chauffage.

### **II.9.3 Industrielles**

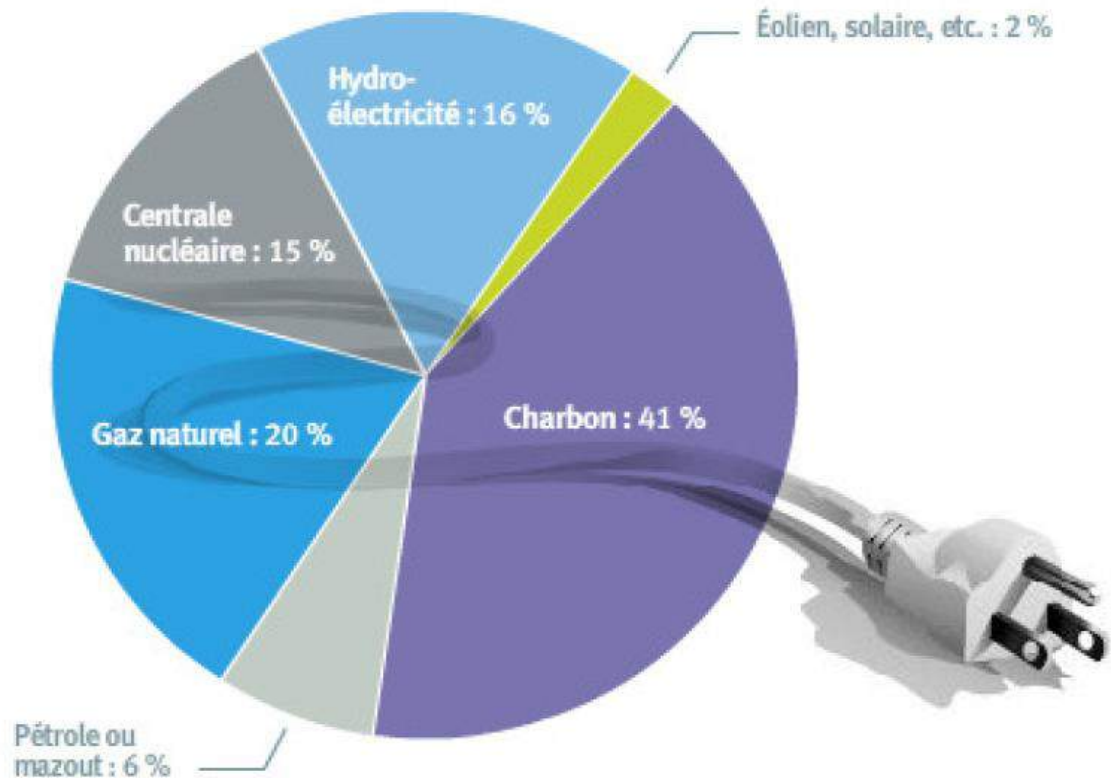
Le gaz naturel entre dans la fabrication du papier, de certains métaux, produits chimiques, pierres, argile, verre et dans la transformation de certaines denrées. Il peut également être employé pour le recyclage des déchets, pour l'incinération, le séchage, la déshumidification, le chauffage, la climatisation et la cogénération.

### **II.9.4 Production d'électricité**

Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son coût d'exploitation.

En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que des centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

## Les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité dans le monde (2008)



**Figure II.21:** Sources énergétiques utilisées pour la production d'électricité dans le monde en 2008.

### II.9.5 Production d'hydrogène H<sub>2</sub>

La molécule de méthane est nécessaire à certains procédés de fabrication d'hydrogène. L'hydrogène sert, entre autres, à éliminer le soufre des produits pétroliers et dans la fabrication du fer.

### II.9.6 Production du CO<sub>2</sub>

Les fameuses bulles qu'on retrouve dans les boissons gazeuses sont en fait du gaz carbonique ou du CO<sub>2</sub>. Les compagnies de boissons gazeuses se servent d'abord du gaz naturel pour la chauffe. Puis, elles récupèrent et filtrent le CO<sub>2</sub> issu de la combustion du gaz naturel pour l'insérer dans leurs boissons.

### II.9.7 Le gaz naturel comme carburant pour véhicules

L'automobile au gaz naturel existe depuis les années 1930. De nos jours, on compte plus de 9 millions de véhicules qui fonctionnent au gaz naturel sur la planète.



**Figure II.22:** L'écart d'émission du CO<sub>2</sub> par moteur à GNL par rapport au moteur à essence.

Le moteur au gaz naturel produit 25 % moins de CO<sub>2</sub> que celui à essence. Cela représente une réduction appréciable des émissions de gaz à effet de serre (GES), responsables du réchauffement climatique.

### II.9.8 Activités amont

- Il est réinjecté dans les puits afin d'optimiser la production en augmentant la pression au niveau du réservoir.
- Il est injecté pour certains puits assistés (gaz lift).
- Utilisé comme un gaz moteur au niveau des turbines à gaz qui serviront soit à produire de l'énergie soit à entrainer des machines tournantes.

### II.10 Avantages du gaz naturel

- Il est distribué au consommateur sans avoir subi de transformations majeures après extraction.
- Le gaz naturel est l'énergie fossile la moins génératrice de gaz à effet de serre et de polluants locaux. Il ne génère pas de poussières, un minimum d'odeur, moins de soufre et moins de rejets dans l'atmosphère que le fioul par exemple. Le gaz naturel est moins

polluant que le pétrole : sa combustion émet 55 kg de dioxyde de carbone pour un giga joule de chaleur produite contre 75 kg pour le pétrole brut et 100 kg pour le charbon.

- Le gaz naturel est l'une des énergies les plus économiques du marché qui devrait rester compétitif par rapport aux autres énergies.
- Les ressources de gaz naturel sont relativement abondantes et diversifiées.

### **II.11 Inconvénients du gaz naturel**

- Le prix du gaz varie tous les 6 mois il suit les courbes du pétrole malgré un tarif réglementé.
- L'approvisionnement en gaz est soumis aux aléas de la situation politique des régions productrices (Moyen-Orient) et peut être un moyen de pression sur le plan géopolitique (dépendance de l'Europe envers la Russie).
- La nature volatile du gaz donne lieu à des règles d'installation très strictes.
- Sécurité dans les vieux immeubles aux canalisations anciennes et vieillissantes.
- Même si le gaz est la moins polluante des énergies fossiles, il reste une énergie constituée de réserves limitées à quelques décennies.
- Le méthane, composant majeur du gaz naturel, est l'un des principaux gaz à effet de serre qui absorbent une partie des rayons solaires.

CHAPITRE III  
GENERALITES SUR LES  
HYDRATES

La présence d'eau en équilibre avec le gaz naturel entraîne différents problèmes pour les exploitants suivant les conditions de température et de pression qui règne dans une installation, la vapeur d'eau peut [3] :

- Se condenser et provoquer la formation d'hydrates.
- Se solidifier ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides.

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire soit de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen des techniques de traitement appropriées ou bien de travailler loin des conditions de formation d'hydrates.

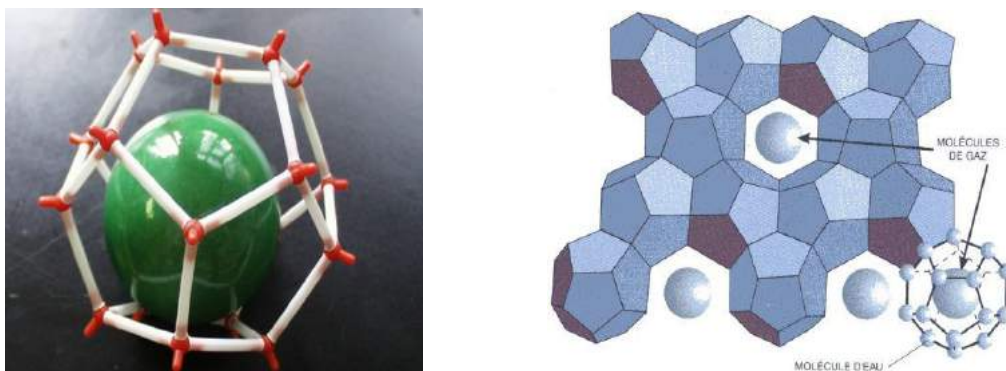
### III.1 Définition d'hydrates

Les hydrates appartiennent à la classe de Clathrates, qui sont des composés d'inclusion.

Le mot "Clathrates" a été utilisé la première fois par Powell, en 1948, et dérivé du mot latin "Clathratus" qui signifie "en capsuler".

Les Clathrates sont des solides cristallisés dans lesquels certains atomes ou molécules sont piégés dans des cages ménagées par l'assemblage d'un autre type de molécules.

Ce sont des composés d'insertion, formés d'un réseau de molécules d'eau liées par des liaisons hydrogène, et dont les cavités sont occupées par diverses molécules organiques.



**Figure III.1:** Schéma de la cage des hydrates (cavités occupées par des molécules de gaz).



## III.2 Structures des hydrates

Il existe trois structures différentes du réseau cristallin appelées structure I, structure II et structure H [12].

### III.2.1 Hydrates de structure I

Dans cette structure, la maille du réseau cristallin est composée de 46 molécules d'eau qui sont réparties pour former deux petites cages  $5^{12}$  de diamètre 7.88 °A et de 6 grandes  $5^{12}6^2$  dont le diamètre est de 8.6 °A.

Les molécules piégées dans ces cavités pour former les hydrates sont des molécules de méthane, d'éthane, de dioxyde de carbone ou d'hydrogène sulfuré. Dont le méthane et l'hydrogène sulfureux et l'azote occupent les deux types de cages alors que l'éthane et le dioxyde de carbone occupent les grandes cages.

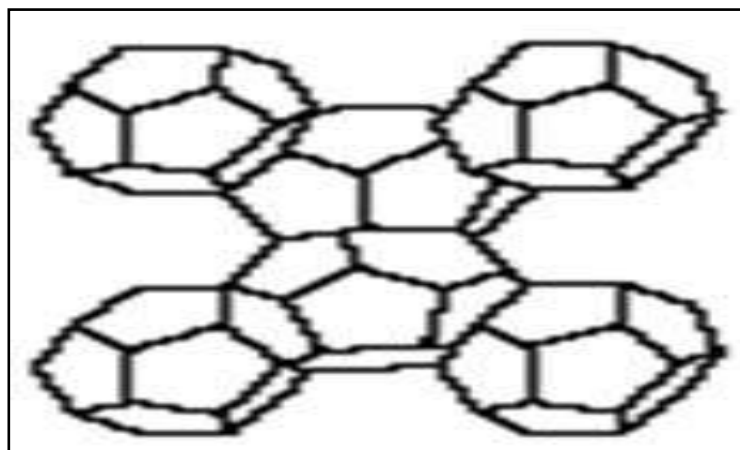
- **Désignation de la structure I ( $2M_1$   $6M_2$   $46H_2O$ )**

Où :

$2M_1$  : représente les deux petites cavités délimitées par des polyèdres constitués de 12 faces pentagonales  $5^{12}$ .

$6M_2$  : représente les six grandes cavités délimitées par des polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales  $5^{12}6^2$ .

La structure I est représentée sur la figure ci-dessous :



**Figure III.2:** Réseau cristallin de la structure I.

### III.2.2 Hydrates de structures II

La maille de la structure II comprend 16 petites cages  $5^{12}$  de diamètre 7.82 °A et 8 grandes cages  $5^{12} 6^4$  dont le diamètre est de 9.46 °A.

Le cristal unitaire de cette structure est composé de 136 molécules d'eau mélangées avec les hydrocarbures suivants le propane, l'isobutane, le n-butane ou l'azote. Dont le propane et le butane occupent les grandes cages alors que l'azote occupe les petites cages ainsi que les grandes [12].

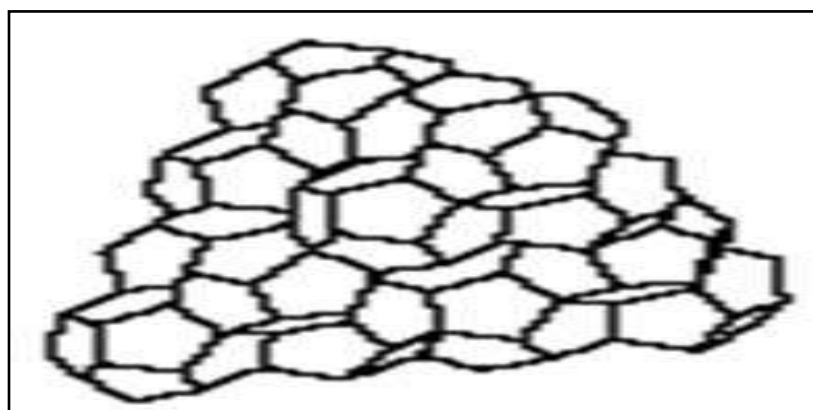
- **Désignation de la structure II (16M<sub>1</sub> 8M<sub>3</sub> 136H<sub>2</sub>O)**

Où :

16M<sub>1</sub> : représente les seize petites cavités délimitées par des polyèdres constitués de 12 faces pentagonales.

8M<sub>3</sub> : représente les huit grandes cavités délimitées par des polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales  $5^{12} 6^4$ .

Cette structure est illustrée par la figure suivante :



**Figure III.3:** Réseau cristallin de la structure II.

### III.2.3 Hydrates de structure H

Dans cette structure, le cristal est composé de 34 molécules d'eau qui forment des dodécaèdres  $5^{12}$  avec des dodécaèdres  $4^3 5^6 6^3$  ainsi que des polyèdres  $5^{12} 6^8$ . Les petites et les moyennes cavités sont stabilisées par les molécules ayant une petite taille alors que les grandes cavités sont stabilisées par des hydrocarbures de masse molaire beaucoup plus

élevée que le butane tels que le méthylbutane, le diméthylbutane, le triméthylbutane, le méthylcyclopentane et le méthylcyclohexane [4].

La structure H est représentée sur la figure ci-après :

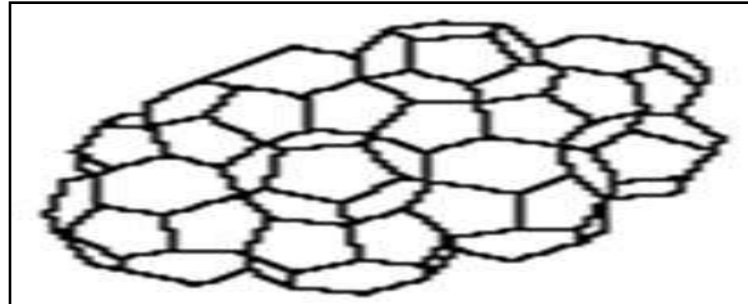


Figure III.4: Réseau cristallin de la structure H.

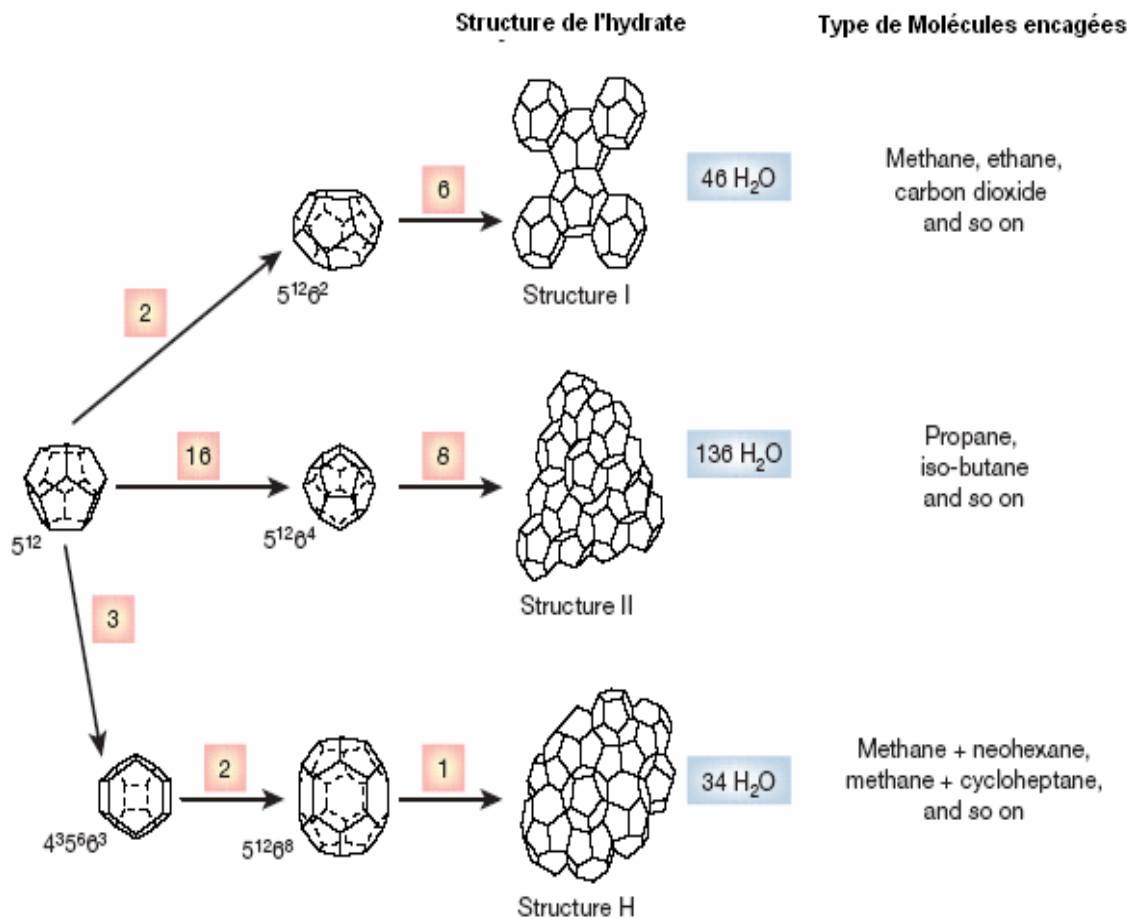


Figure III.5: Récapitulatif des trois structures des hydrates.

### III.3 Conditions de formation des hydrates

La formation des hydrates n'aura lieu sauf si les trois conditions suivantes sont réunies [3] :

- Présence d'eau libre dans le gaz naturel.
- Les basses températures " $T_s < T_{FH}$ ".
- Les hautes Pressions " $P_s > P_{FH}$ ".

Donc pour se prémunir des risques de formation d'hydrates faut soit :

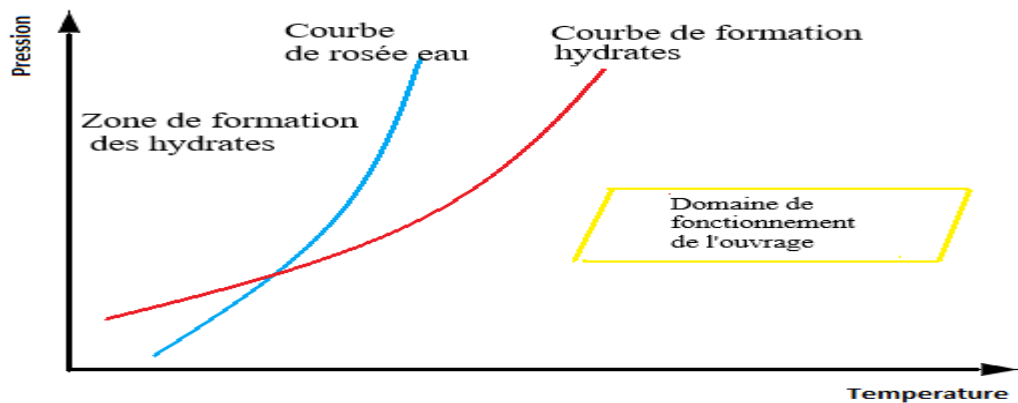


Figure III.6: Domaine de fonctionnement et les conditions de formation d'hydrates

#### ✚ Déplacement du domaine de fonctionnement.

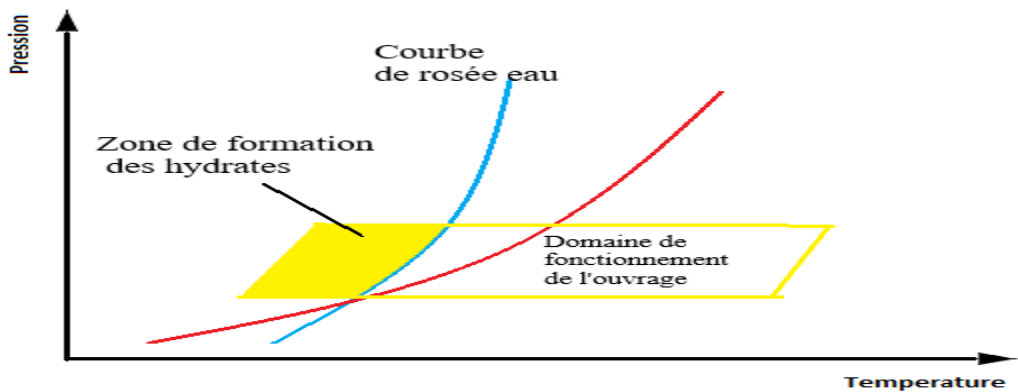
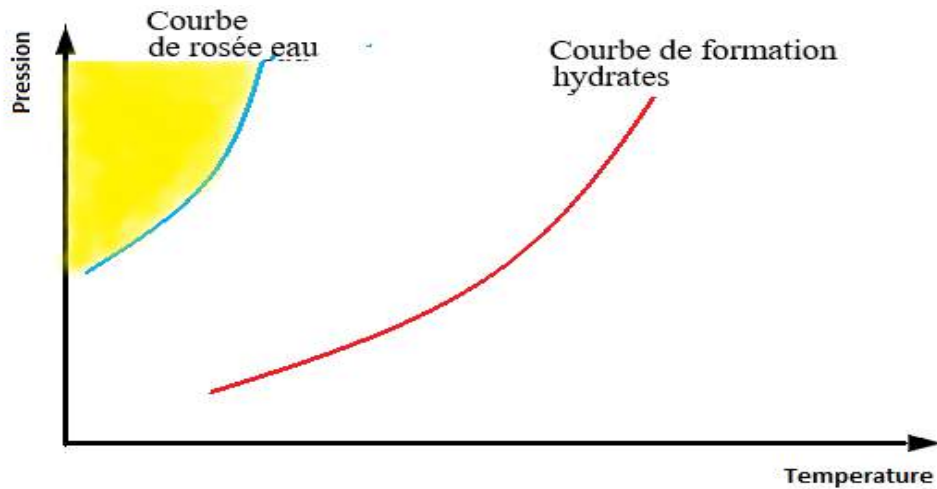


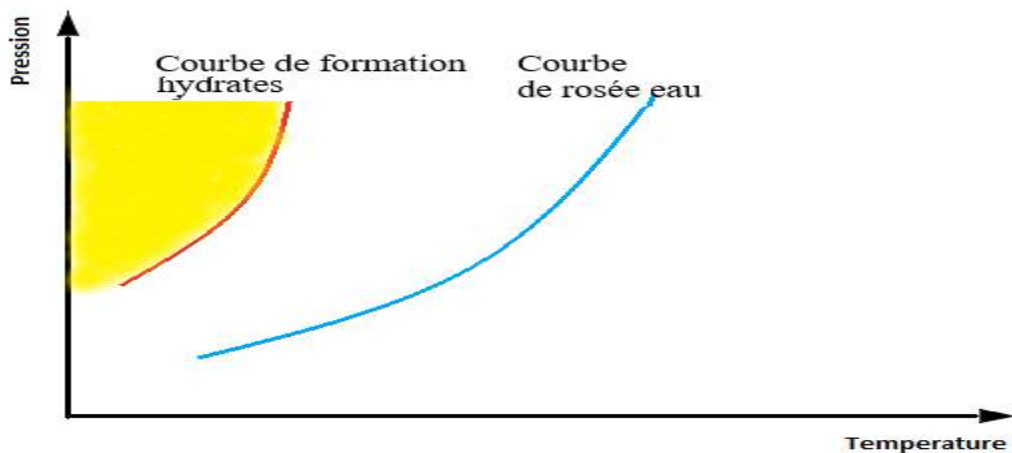
Figure III.7: Domaine de fonctionnement sans risques de formation d'hydrates

✚ Déplacement de la courbe de rosée eau.



**Figure III.8:** Déplacement de zone de formation d'hydrates par le déplacement de la courbe de rosée eau.

✚ Déplacement de la courbe de formation d'hydrates.



**Figure III.9:** Déplacement de zone de formation d'hydrates par le déplacement de la courbe de formation d'hydrates.

Une fois la zone d'hydrates est localisée on peut l'éviter, soit par la diminution de pression de service par des vannes de régulation ou bien une autre source de perte de charge dans le circuit, ou alors par l'augmentation de température de service à l'aide de l'installation d'un échangeur ou bien une autre source de chaleur. On peut aussi utiliser quelques inhibiteurs d'hydrates (méthanol, glycol.) [3].

Malheureusement ces solutions sont soit insuffisantes, tel que les inhibiteurs d'hydrates, ou bien pas pratiques car nos paramètres opératoires de température et de pression sont souvent fixés par nos procédés, alors on ne peut pas les modifier, donc il nous reste qu'à déplacer la courbe d'hydrates et/ou la courbe de rosée eau et cela n'est possible si seulement si le gaz est déshydraté [4].

### III.4 Procédés de déshydratation du gaz naturel

Il existe quatre méthodes de déshydratation du gaz naturel comme le montre la figure ci-dessous :

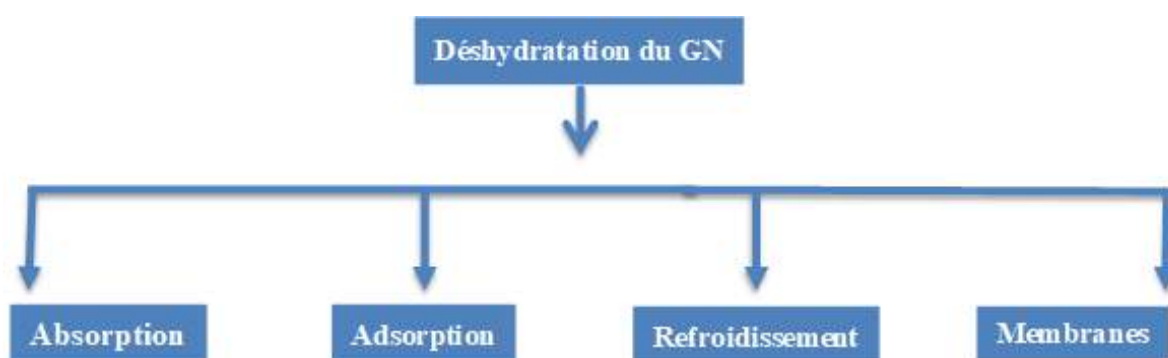


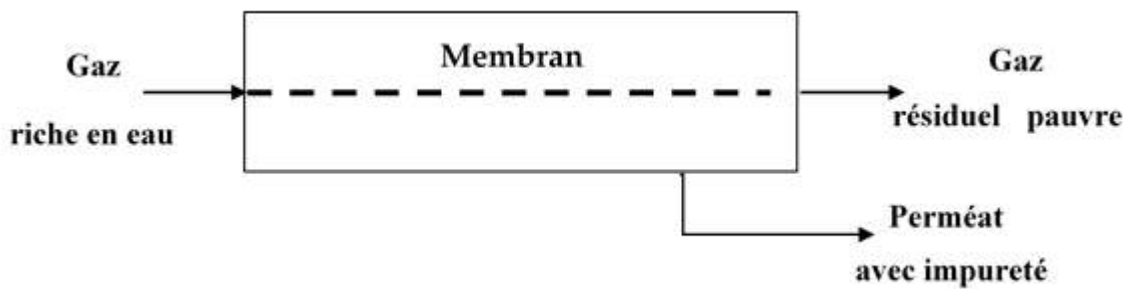
Figure III.10: Méthodes de déshydratation du gaz.

#### III.4.1 Déshydratation par membranes

Différentes études ont montré l'intérêt potentiel d'un tel procédé, qui, par rapport à une unité de déshydratation au glycol, pourrait s'avérer plus économique et compact, ce qui est particulièrement important pour la production en mer. Ces différents avantages n'apparaissent que lors d'un fonctionnement à un seul étage, sans recyclage, ni recompression du perméat [12].

Pour que la séparation soit efficace, la membrane doit être très perméable vis-à-vis de l'impureté à séparer (eau), qui passe à travers la membrane sous l'effet de la pression et très peu perméable vis-à-vis du méthane.

Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par membrane est représenté sur la figure ci-après :

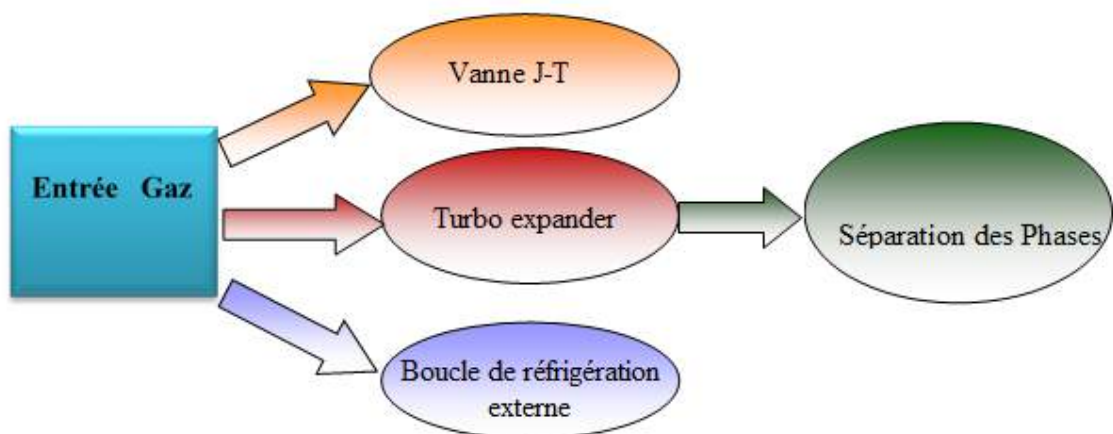


**Figure III.11:** Schéma de principe de déshydratation par membrane (perméation gazeuse).

### III.4.2 Déshydratation par refroidissement

Méthode utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée eau et hydrocarbures du gaz naturel, ainsi comme préconisation à l'amont d'un autre procédé de déshydratation.

Elle se fait par abaissement progressif de la température du gaz suivant des procédés ci-dessus



**Figure III.12:** Procédés de refroidissement utilisés.

Généralement les procédés de refroidissement sont classés en :

- **Procédé HUDSON :** Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détente complétées d'une détente à travers une machine appelée " Turbo-Expander " qui permet d'atteindre un niveau de température  $> -60$  °C.

- **Procédé PRITCHARD** : Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre enfin de cycle une température voisine à  $-23^{\circ}\text{C}$  [3].

Le procédé Hudson est très performant car il permet une grande récupération des hydrocarbures liquides. Les inhibiteurs utilisés dans ces procédés sont :

- Méthanol.
- Monoéthylène glycol (MEG).
- Diethylene glycol (DEG).
- Triethylene glycol (TEG).

Le choix d'inhibiteur dépend de ses propriétés thermodynamiques et les paramètres opératoires [4].

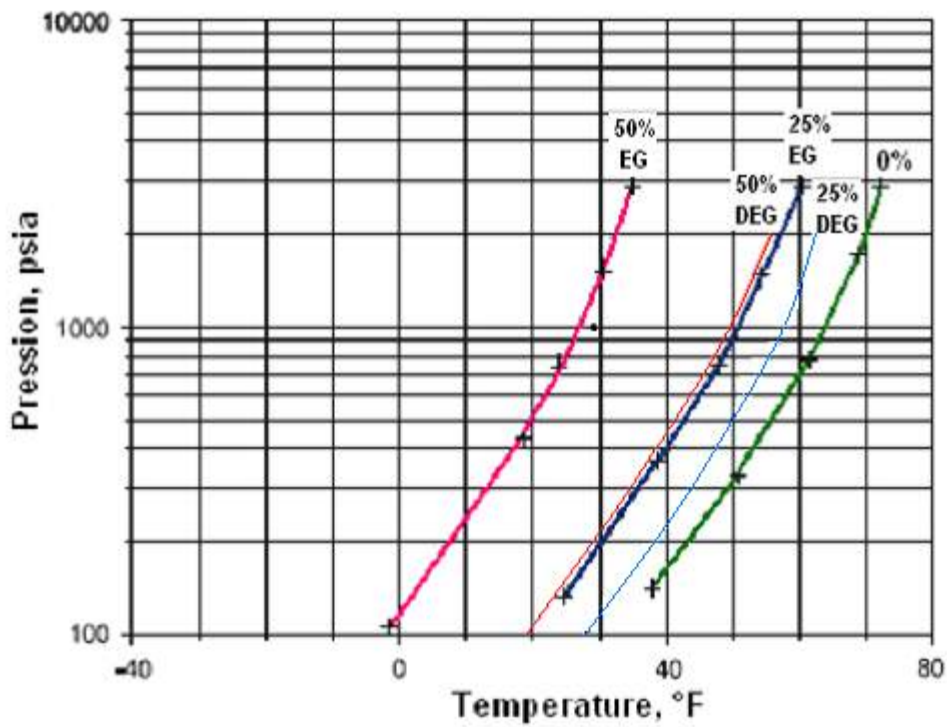
**Tableau III.1:** Guide pour le choix d'inhibiteur.

Inhibiteur	Température minimale	Observations
<b>Méthanol</b>	- 140 °F (-90 °C)	Vaporisation excessive lorsque $T > -20^{\circ}\text{F}$ ( $-30^{\circ}\text{C}$ )
<b>EG</b>	- 45 °F (-40°C)	Pertes d'inhibiteur moins importantes que le méthanol.
<b>DEG</b>	-10 °F (-20 °C)	Pertes moins importantes que l'EG.
<b>TEG</b>	30 °F (0 °C)	Rarement utilisé pour l'inhibition des hydrates.

Les graphes suivants nous permettent de déduire qui est l'inhibiteur le plus efficace pour la déshydratation.

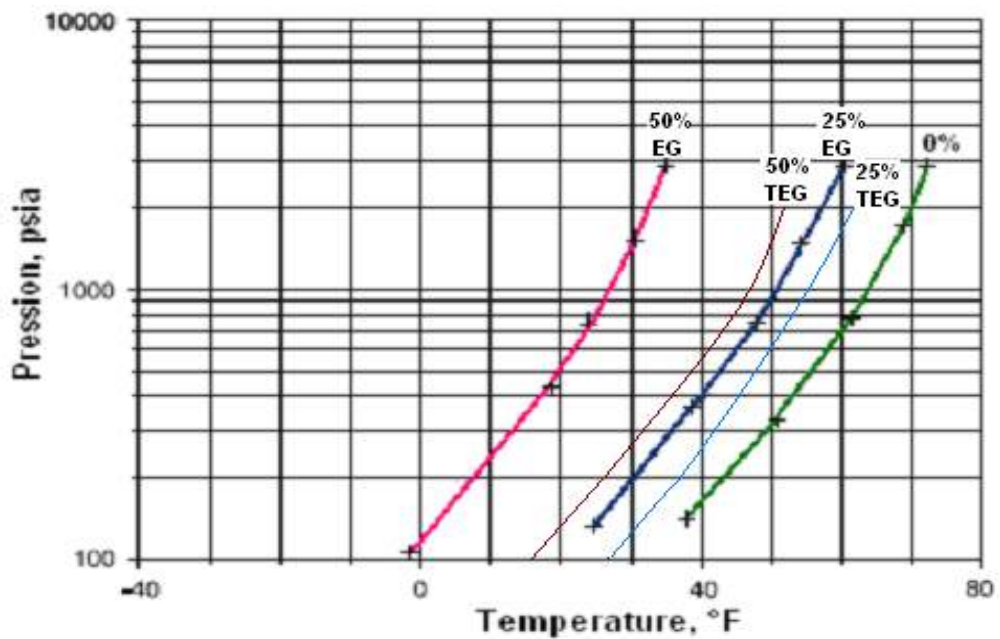
- ✦ Par unité de masse, EG est plus efficace que le DEG pour l'inhibition des hydrates comme le montre le graphe suivant.





**Figure III.13:** L'avantage de l'EG par rapport au DEG pour l'inhibition des hydrates.

- ✦ Par unité de masse, EG est plus efficace que le TEG pour l'inhibition des hydrates comme le montre le graphe ci-dessus.



**Figure III.14:** L'avantage de l'EG face à TEG pour l'inhibition des hydrates.

Le schéma ci-dessous montre un procédé de séparation par refroidissement :

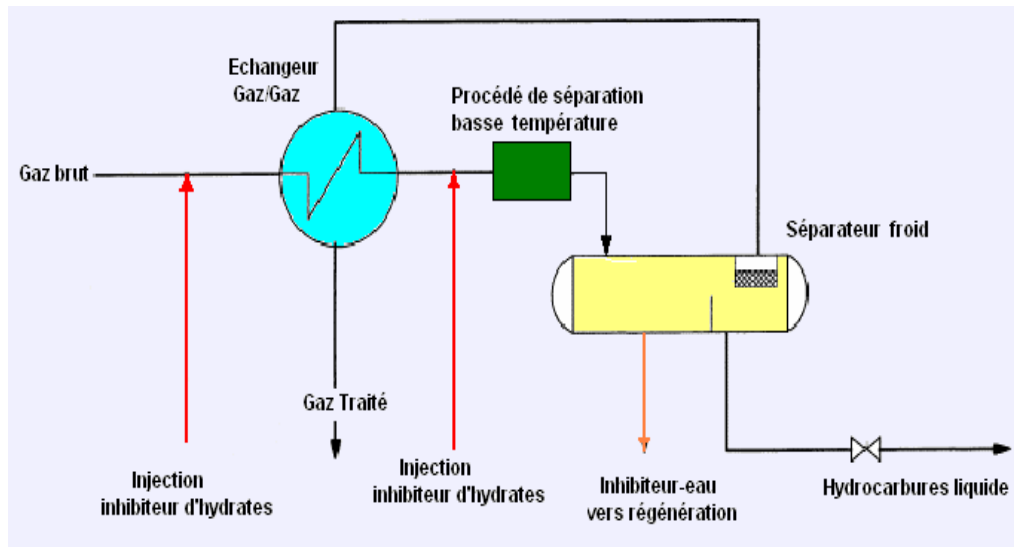


Figure III.15: Procédé de séparation à basse température.

### III.4.3 Déshydratation par absorption

L'absorption est un procédé de séparation d'un ou de plusieurs constituants d'un mélange gazeux par dissolution de ceux-ci dans un liquide, le solvant [3].

La désorption est l'opération inverse, le ou les constituants gazeux absorbés sont séparés du solvant.

On appelle solutés les constituants qui ont une solubilité notable dans le solvant, et qui sont répartis dans les deux phases, et gaz porteur l'ensemble des constituants dont la solubilité dans le solvant est faible [4].

La colonne d'absorption comporte une alimentation en phase gazeuse en pied de colonne, le solvant étant introduit en tête de colonne. Donc dans le cas de la déshydratation par absorption, le séchage du gaz est assuré par un lavage à contre-courant avec un bon solvant qui doit avoir les critères suivants [3] :

- Forte affinité pour l'eau (solvant fortement hygroscopique).
- Non corrosif pour les équipements et les conduites.
- Faible affinité pour les hydrocarbures et les gaz acides.
- Stabilité thermique.

- Facilement régénérable par chauffage.
- Faible viscosité et faible pression de vapeur.
- Faible tendance au moussage et chimiquement inerte.

L'absorption peut être purement physique ou s'accompagne d'une réaction chimique.

L'absorption gaz-liquide peut être utilisée en plusieurs procédés tel que :

- Lavage de gaz permanents :
  - Lavage des fumées de combustion (extraction de  $\text{SO}_2$ ).
  - Lavage de l' $\text{H}_2$ , du gaz de synthèse de l'ammoniac.
- Fermentation et autres procédés biologiques :
  - Absorption d' $\text{O}_2$  ou de  $\text{CO}_2$  suivi d'une réaction chimique lente : fabrication de la bière des antibiotiques.
  - Fabrication des protéines à partir du pétrole.
- Synthèses pétrochimiques.
- Oxydation partielle d'hydrocarbures liquides avec un catalyseur homogène.
- Fabrication d'acides minéraux.
  - Absorption de vapeurs nitreuses dans l'eau pour obtenir de l'acide nitrique.
  - Fabrication de l'acide sulfurique.
  - Fabrication des solutions d'acide chlorhydrique.

### III.4.4 Appareils de mise en contact d'un gaz et d'un liquide

**Les principaux types sont les suivants**

Colonnes verticales à gravité :

Dans ces appareils, les deux fluides s'écoulent à co-courant ou à contre-courant dans une colonne verticale.

Pour favoriser le transfert de matière, on crée une grande surface de contact entre phases soit en dispersant une phase dans l'autre (colonnes à bulles, à gouttes, à plateaux perforés) soit, en ruisselant le liquide sur un faisceau de paroi verticale (colonne à film tombant), ou sur un empilement de corps rugueux et tortueux (colonnes à garnissage). Le fonctionnement à contre-courant a l'avantage de permettre une très grande efficacité de

transfert, mais les débits admissibles sont limités par les phénomènes d'engorgement. Inversement le co-courant est beaucoup moins efficace, mais il n'y a aucune limite de débit.

L'énergie mécanique est fournie par les pompes de circulation qui servent à élever le liquide à la hauteur de la colonne [12].

#### ✚ Colonne à bulles (Bubble Tower)

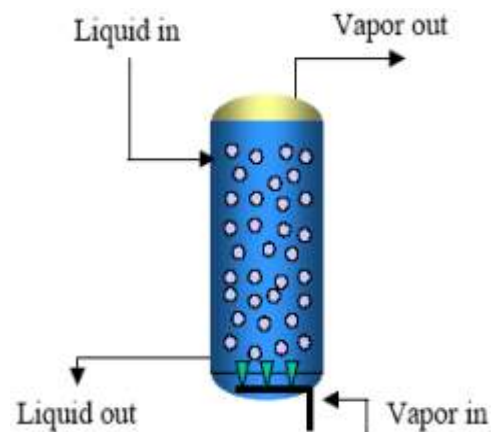


Figure III.16: Colonne à bulles.

#### ✚ Colonne à gouttes (Spray Tower)

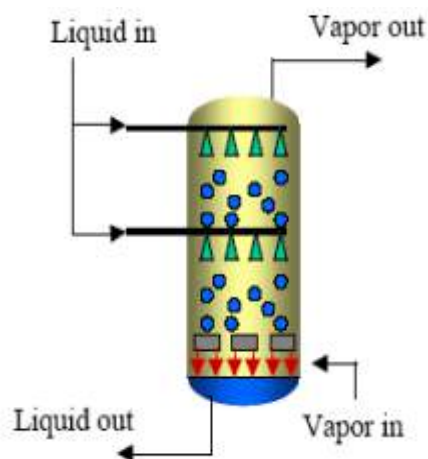


Figure III.17: Colonne à gouttes.

✚ Colonne à plateaux (trayed tower)

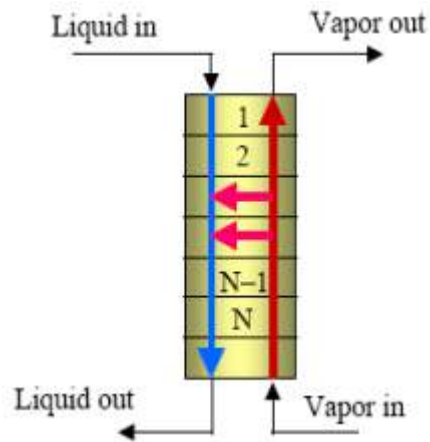


Figure III.18: Colonne à plateaux.

❖ Types des plateaux

- Dual flow.
- A chicanes.
- A déversoir.
  - Cloches.
  - Perforés.
  - A clapet.



Figure III.19: Plateau à clapets.



Figure III.20: Plateau à cloches.

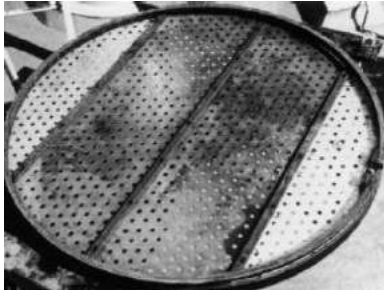


Figure III.21: Plateau perforés.

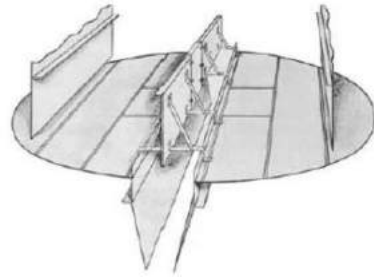


Figure III.22: Plateau à chicanes.

✚ Colonne à garnissage (packed column)

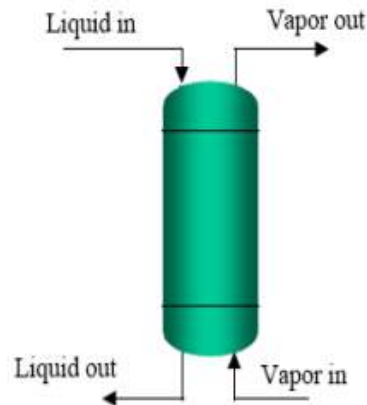


Figure III.23: Colonne à garnissage.

- Garnissage en vrac.
- Garnissage structuré.
- Garnissage à grille.



Figure III.24: Garnissages en vrac.

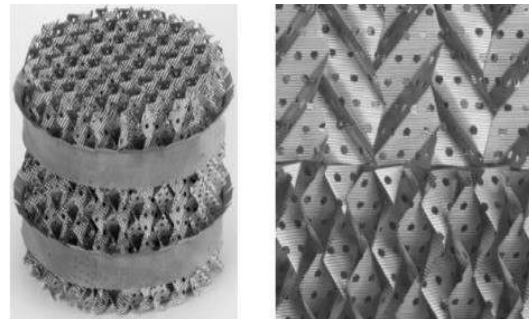
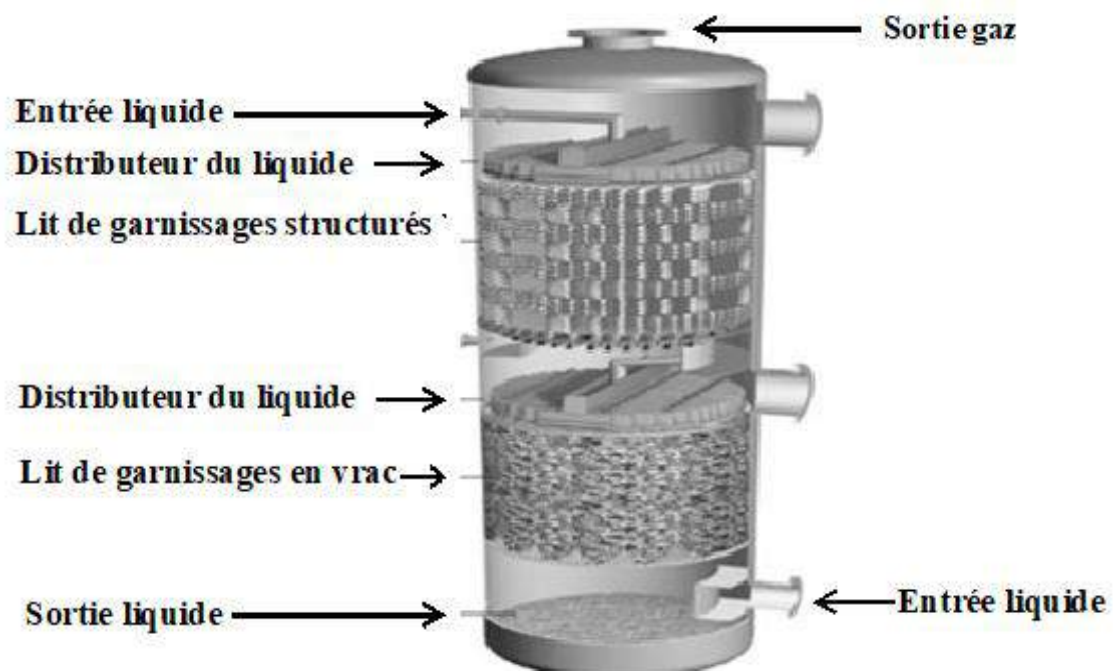


Figure III.25: Garnissages structurés.



**Figure III.26:** Colonne à garnissages mixte.

Le choix de la technique qu'il faut utiliser en absorption dépend essentiellement sur la composition, le débit et la pression de la charge à traitée.

### III.5 Déshydratation par adsorption

Au cours des dernières années, l'adsorption est devenue une technique de séparation clef dans l'industrie, notamment dans l'industrie pétrolière et gazière. Elle est une technique très utilisée dans les procédés cryogéniques pour déshydrater le gaz à des teneurs très faibles [4].

L'adsorption fait partie des opérations physiques de mélanges. Elle se manifeste lorsqu'on met en contact un fluide et un solide par une différence de composition entre la phase adsorbée au voisinage immédiat du solide et la phase fluide. Les forces moléculaires à la surface d'un liquide ou d'un solide sont dans un état de déséquilibre ou d'insaturation, en raison de ce déséquilibre, les surfaces des liquides et des solides tendent à satisfaire leurs forces résiduelles en attirant et retenant les gaz et les substances dissoutes situées au voisinage immédiat de l'interface .

Ce phénomène de concentration d'une substance à la surface d'un liquide ou d'un solide est appelé adsorption. La substance ainsi attirée à la surface est appelée phase adsorbée ou adsorbât, tandis que la substance par laquelle elle est liée est adsorbant

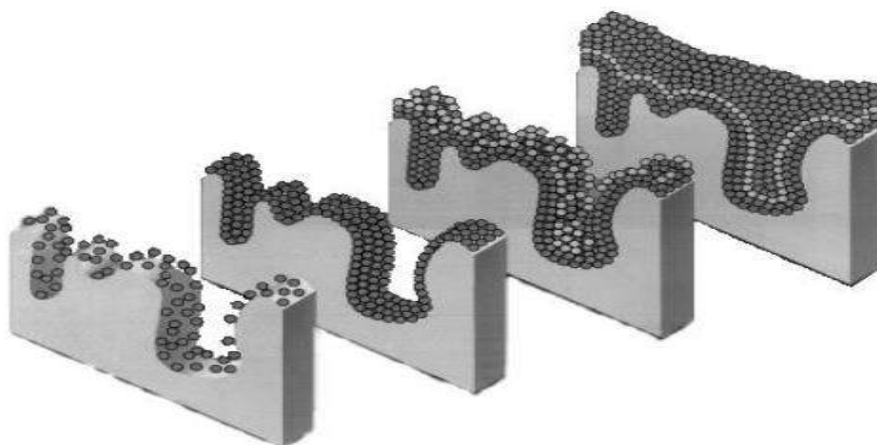


(solide). Suivant la nature des forces mises en jeu entre l'adsorbât et l'adsorbant, l'adsorption sera dite physique (physisorption) ou chimique (chimisorption). Dans l'adsorption physique, la liaison entre l'adsorbant et l'adsorbât est due aux forces de Van Der Waals (pas de réaction chimique), les forces ne sont pas sélectives et s'exercent sur n'importe quelle substance.

L'adsorption par les solides n'est facilement mise en évidence et donc utilisable pratiquement, qu'en mettant en œuvre des solides présentant une aire de surface par unité de masse suffisamment élevée, cette aire de surface généralement exprimée en mètre carré par gramme, est appelée air spécifique du solide.

L'aire spécifique des adsorbants industriels est comprise le plus souvent entre 100 et 1000m<sup>2</sup>/g.

Les différentes étapes de l'adsorption sont montrées sur la figure ci-après :



**Figure III.27:** Différentes étapes d'adsorption.

### III.5.1 Différents types d'adsorbants

De nombreux adsorbants peuvent être utilisés pour la déshydratation.

Néanmoins, pour déshydrater les gaz aux très faibles teneurs, seuls trois adsorbants sont utilisés [3] :

- Alumine activée.
- Gel de silice.
- Tamis moléculaire.



- **Alumine activée**

Elle est constituée d' $\text{Al}_2\text{O}_3$  (94%),  $\text{H}_2\text{O}$  (5.5%) et des traces de  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ .

L'alumine activée permet d'atteindre des puretés élevées sur le gaz traité, la teneur en eau résiduelle pouvant être de l'ordre de ppm. Les hydrocarbures lourds sont adsorbés mais ne peuvent pas être ensuite désorbés au cours de la régénération. De ce fait, le gaz traité doit être sec ou dégazoliné [12].



**Figure III.28:** Alumine activée.

Les caractéristiques générales d'alumine activée figurent au tableau suivant :

**Tableau III.2:** Caractéristiques d'alumine activée.

Adsorbant	Surface spécifique ( $\text{m}^2/\text{g}$ )	Volume des pores ( $\text{cm}^3/100\text{g}$ )	Diamètre moyen des pores, ( $\text{Å}^\circ$ )	Température de régénération ( $^\circ\text{C}$ )	Principales Applications
Alumine activée	250 – 350	20 – 35	10 - 80	175 – 260	$\text{H}_2\text{O}$ /gaz et liquide

- **Gel de silice**

Il est constitué essentiellement de silice ( $\text{SiO}_2 > 99\%$ ) avec des traces de  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Le silica-gel est un bon adsorbant pour le séchage. La teneur en eau dans le gaz traité par adsorption sur gel de silice est d'environ 10 ppm. Il est caractérisé par une grande capacité d'adsorption dans la région moyenne pression.



**Figure III.29:** Gel de silice.

Les caractéristiques générales de gel de silice figurent au tableau suivant :

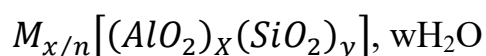
**Tableau III.3:** Caractéristiques générales de gel de silice.

Adsorbant	Surface Spécifique (m <sup>2</sup> /g)	Volume des pores (cm <sup>3</sup> /100g)	Diamètre moyen des pores, (Å°)	Température de régénération (°C)	Principales Applications
Gel de silice	700 – 850	40 - 50	22 - 26	149 - 260	H <sub>2</sub> O gaz

#### ▪ Tamis moléculaires (zéolithes)

Les tamis moléculaires sont des cristaux microporeux de silico-aluminates alcalins ou alcalino-terreux de formule générale [3] :

Ils sont des alumino-silicates ayant une structure uniforme de tétraèdre d'alumine et de silice.



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 par maille.

Le réseau cristallin est constitué par l'arrangement tridimensionnel de tétraèdres [SiO<sub>4</sub>] et [AlO<sub>4</sub>]<sup>-</sup> liés par leurs sommets. Ces enchaînements forment des polyèdres qui s'ordonnent selon une symétrie donnée pour former le cristal.

Les zéolithes peuvent adsorber du 7 à 14% de leurs masses totales, c'est-à-dire 100 g de zéolithes adsorbent de 7 à 14 g d'eau.

**Tableau III.4:** Caractéristiques générales des tamis moléculaires.

Dénomination	Type	Diamètre des pores en (°A)	Température de régénération (°C)	Volume poreux (cm <sup>3</sup> /g)	Masse Volumique Apparente $\rho_a$ (g/cm <sup>3</sup> )	Principales Applications
CaA	5A	5	218 - 288	0,24 – 0,26	1,57	H <sub>2</sub> O gaz
Na	4A	4		0,22 – 0,25	1,54	
KA	3A	3		0,32 – 0,33	1,43	
NaX	13X	9				
CaX	10X	8				
NaY	LZX-52	8				

### III.5.2 Zone de transfert de masse (ZMT)

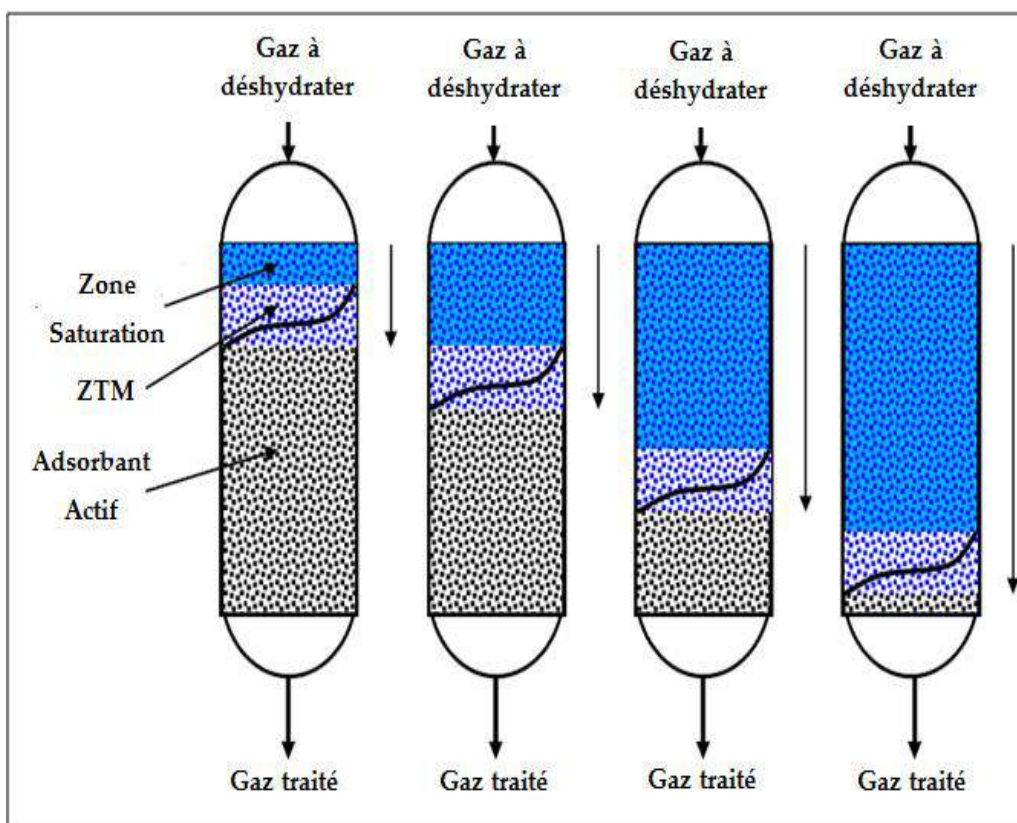
A l'intérieur de la colonne d'adsorption contenant du tamis moléculaire, la quantité de matière pouvant être adsorbée du fluide porteur au lit de tamis moléculaire, s'effectue au sein d'une zone appelée : zone de transfert de masse (ZTM). Par définition, cette zone est la partie du lit dans laquelle la teneur en adsorbât diminue de la concentration initiale (à l'entrée) à la concentration finale (à la sortie). La hauteur de cette zone de transfert de masse dépend de :

- La vitesse superficielle du fluide à traiter.
- La concentration de l'adsorbât dans la charge.
- Pureté attendue de la charge (présence de molécules concurrentes).
- De la vitesse de transfert entre le fluide et les tamis.

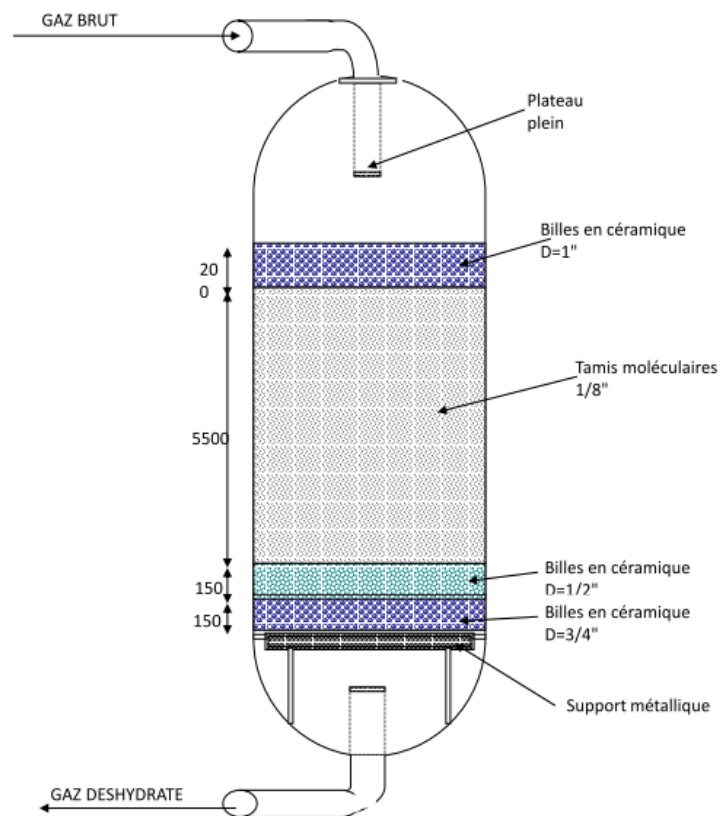
On considère habituellement qu'à l'intérieur de la « ZTM », la concentration en adsorbât dans le fluide à traiter décroît de 95 à 5% de la valeur initiale.

La quantité de produit adsorbé augmente avec le temps et par conséquent, une partie toujours plus grande de la zone d'entrée se sature tandis que la « ZTM » se déplace continuellement de l'entrée vers la sortie de la colonne [3].

Lorsque la limite la plus en avant de la « ZTM » atteint la fin de la colonne le lit peut être considéré comme saturé et il convient alors de régénérer les tamis moléculaires.



**Figure III.30:** Evolution de la zone de transfert de matière au cours du temps.



**Figure III.31:** Ballon de déshydratation.

### III.5.3 Caractéristiques des adsorbants

Un adsorbant doit présenter les caractéristiques suivantes [13] :

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

Les gels de silice, l'alumine et les zéolithes peuvent être utilisés pour le séchage des hydrocarbures liquide et gazeux. Le choix parmi ces produits n'est pas simple. C'est une question de compromis entre les besoins et le coût, mais les problèmes de co-adsorption de certains constituants et de désactivation de l'adsorbant peuvent aussi être déterminants.

Les zéolithes constituent la solution la plus sûre car elles permettent :

- D'atteindre la purification la plus poussée.
- De choisir le diamètre des pores.
- D'éviter la co-adsorption de composés pouvant induire la désactivation de l'adsorbant au cours du temps.

Cette solution est aussi la plus coûteuse en raison du prix d'achat de l'adsorbant et de la dépense énergétique pour sa régénération qui sont les plus élevés. Le choix des zéolithes s'impose en général pour déshydrater un fluide de manière très poussée, C'est aussi le cas lorsque l'on veut réaliser simultanément la déshydratation et la désulfuration d'une charge.

### **III.5.4 Régénération de l'adsorbant**

La régénération constitue l'étape la plus coûteuse. On peut envisager les différents modes de désorption suivants :

#### **✚ Régénération par apport de la chaleur, TSA (« Thermal swing Adsorption »)**

Elle consiste à porter le lit à une température telle que la capacité d'adsorption devenant pratiquement nulle. Le corps adsorbé quitte la surface du tamis moléculaires et se trouve éliminé par un courant gazeux. Ceci peut être réalisé à la pression de service ou sous pression réduite. Cette méthode de régénération est la plus répandue. La nature du produit adsorbé ainsi que les éventuelles impuretés présentes dans le lit, sont les principaux facteurs qui déterminent la température à laquelle doit s'effectuer la réactivation thermique. Il faut également tenir compte d'autres facteurs, telles que les performances requises en sortie de colonne d'adsorption, qui contribuent, elle aussi à déterminer les conditions de régénération. Cette méthode prévoit une étape de refroidissement.

#### **✚ Régénération par variation de pression PSA (« Pressure swing Adsorption »)**

La régénération par variation de pression est basée sur le fait qu'une diminution de pression à température constante entraîne une réduction de la capacité d'adsorption. Cette régénération dite « sans échange de chaleur ».

Ce mode opératoire permet d'utiliser des cycles rapides et par suite des adsorbants de hauteur réduite.

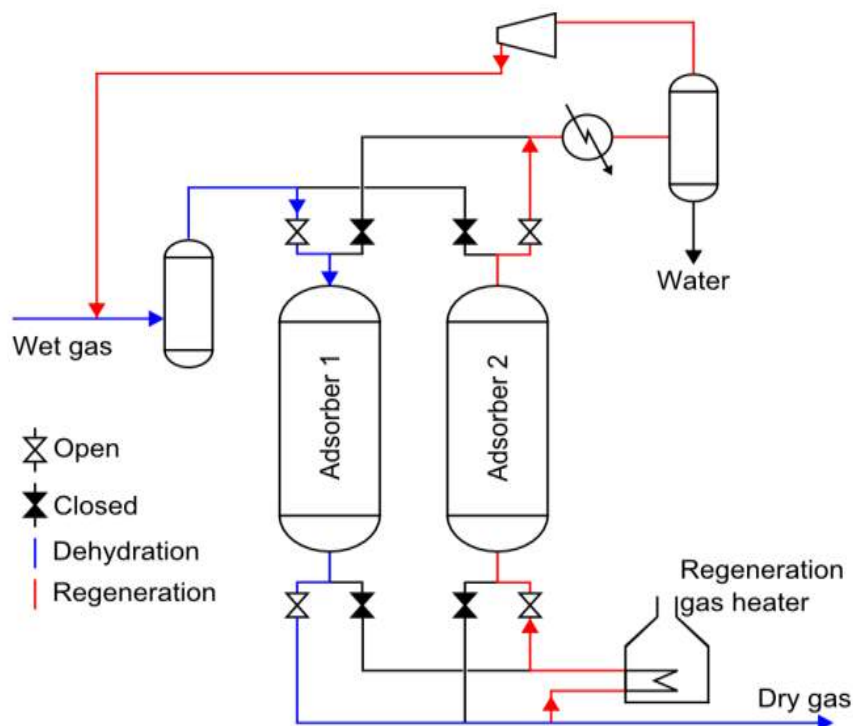
### ✚ Régénération par entraînement

La troisième méthode élimine le composé adsorbé grâce l'entraînement par un fluide dans lequel il est soit soluble soit miscible. Ce procédé ne nécessite aucune modification de température ou de pression, mais implique l'absence totale de molécules adsorbables dans le fluide d'entraînement.

### ✚ Régénération par déplacement

Lorsque les méthodes précédentes ne peuvent être employées, on a recours à l'artifice suivant :

Un fluide contenant une forte concentration d'un corps facilement adsorbé est envoyé dans la colonne. Ce corps en concentration importante est alors capable de déplacer le composé précédemment fixé par les tamis moléculaires qui seront ensuite régénérés par l'une des trois premières méthodes.



**Figure III.32:** Schéma de la section de déshydratation par adsorption.

CHAPITRE IV  
PARTIE CALCUL



## IV.1 Problématique

La déshydratation par adsorption sur tamis moléculaire est recommandée pour les grands débits ainsi qu'elle permette d'obtenir des puretés très élevées du gaz traité. Le procédé de déshydratation nécessite un fonctionnement discontinu (Adsorption-Désorption) ce qui engendre la dégradation du tamis moléculaire. Le design du système de déshydratation des trains 100 et 200 est conçu pour le traitement d'environ 400 tonnes/h de gaz brut à 67,5 bars et 30,9 °C avec des cycles Adsorption/Désorption (12h/6h soit 18h).

Le projet Tinhert représente un gisement de 72 puits (Voir Annexe 11), la majorité de ces puits sont de type Ordovician. Ce gisement se compose en majorité de gaz sec, gaz à condensat en puits de type Dévonien et gaz cap constitué en 13 puits de pétrole brut [10].

Le champ de Tinhert est constitué en trois phases :

- **Phase de gaz primaire**

Représenté par 26 puits prochainement raccordés avec le centre de traitement existant d'Ohanet. C'est la partie objective de notre travail.

- **Phase de développement**

Comporte 23 nouveaux puits dont cinq puits seulement sont de type Ordovicien, le reste est dévonien.

- **Phase de gaz associé**

La phase finale du raccordement, dans cette phase 23 puits de gaz associé seront connectés avec le site d'Ohanet et le pétrole brut sera envoyé vers Alghar.

Le raccordement du gaz primaire du projet Tinhert vers l'unité d'Ohanet connaîtra une augmentation du débit de gaz à traiter, en respectant bien sur les paramètres opératoires conçus par le constructeur. Cette augmentation de charge entamera des changements de paramètres de marche de quelques équipements de traitement. Notre travail a pour buts de déterminer la composition, ainsi que les paramètres opératoires liées à cette nouvelle charge, afin de fixer les nouveaux cycles d'adsorption et de régénération des tamis moléculaire V104 A/B/C.

La section de déshydratation d'Ohanet se compose de :

- ✚ Deux refroidisseurs de gaz d'alimentation type chiller E-101-1/2.
- ✚ Un séparateur vertical haute pression V-102.
- ✚ Un filtre d'admission du déshydrateur F-104.
- ✚ Trois déshydrateurs de vapeur V-104A/B/C (deux en service et un en régénération ou en stand-by).
- ✚ Deux filtres à particules de sortie de déshydratation de vapeur F-101A/B.
- ✚ Un réchauffeur de régénération (four H-109).
- ✚ Un aéroréfrigérant AE-106.
- ✚ Un séparateur vertical de gaz de régénération V-106.

Avant de commencer nos calculs, faut d'abord faire converger notre méthode sur le cas design, autrement dit appliquée la méthode de calcul sur les paramètres opératoires cas design. Afin d'avoir, les mêmes, ou bien les proches résultats que le constructeur.

## IV.2 Cas design

### IV.2.1 Phase adsorption

Données design (Voir Annexe 7) [9].

**Tableau IV.1:** Paramètres opératoires design.

	<b>Données ABB [9]</b>	<b>British Unit</b>
Débit massique	366331 kg/h	806896,4758 lb/h
Débit molaire	17841,79kmol/h	17841,79lbmol/h
Débit volumique	5521,39 m <sup>3</sup> /h	194849,8531 ft <sup>3</sup> /h
Pression	67,5 Bar	979,52 Psia
Température	30,9 °C	87,62 °F
Masse volumique	66,35 Kg/m <sup>3</sup>	4,14 lb/ft <sup>3</sup>
Masse moléculaire	20,53 Kg/kmol	20,53 lb/lbmol
Viscosité	0,011 cp	0,011 cp
$(\Delta P/L)_{\max}$	7,5 kpa/m	0,33 psia/ft

**Tableau IV.2:** Composition du gaz naturel à déshydrater entrée sécheur. (Annexe 7)

Composants	H <sub>2</sub> O	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Y <sub>i</sub> (%)	0,090	0,790	1,310	80,370	10,390	4,310	0,750	1,030	0,360	0,270	0,340

**Tableau IV.3:** Paramètres critiques et pseudo-critiques.

Composants	Y <sub>i</sub> (%)	Paramètres Critiques		Paramètres Pseudo Critiques	
		T <sub>ci</sub> (K)	P <sub>ci</sub> (Atm)	Y <sub>i</sub> * T <sub>ci</sub>	Y <sub>i</sub> * P <sub>ci</sub>
H <sub>2</sub> O	0,090	647,100	220,640	0,582	0,199
N <sub>2</sub>	0,790	126,190	33,960	0,997	0,268
CO <sub>2</sub>	1,310	304,130	73,770	3,984	0,966
CH <sub>4</sub>	80,370	190,560	45,990	153,134	36,958
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,390	305,330	48,720	31,724	5,062
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	4,310	369,770	42,440	15,937	1,829
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,750	407,820	36,400	3,059	0,273
n- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,030	425,120	37,980	4,379	0,391
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,360	460,400	33,810	1,657	0,122
n- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,270	469,700	33,700	1,268	0,091
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,340	507,500	30,120	1,726	0,102
<b>Total</b>	100,000	--	--	<b>218,447</b>	<b>46,261</b>

#### IV.2.1.1 Température et pression pseudo-critique d'un mélange

$$T_{pc} = \sum Y'_i \cdot T_{ci} \dots \dots \dots (IV.1)$$

$$T_{PC} = 218,44 \text{ } ^\circ\text{K}$$

$$P_{pc} = \sum Y'_i \cdot P_{ci} \dots \dots \dots (IV.2)$$

$$P_{PC} = 46,26 \text{ Atm}$$

### IV.2.1.2 Température et pression réduites du gaz à déshydrater

$$T_r = T/T_{pc} \dots\dots\dots(IV.3)$$

$$T_r = 1,39 \text{ °K}$$

$$P_r = P/P_{pc} \dots\dots\dots(IV.4)$$

$$P_r = 1,44 \text{ Atm}$$

### IV.2.1.3 Calcul de facteur de compressibilité (Z)

Mise en œuvre de la loi des états correspondants à trois paramètres

Le calcul du facteur de compressibilité, par exemple, à l'aide de la loi des états correspondants à trois paramètres  $T_R$ ,  $P_R$ ,  $\omega$ , utilise alors la formule suivante :

$$Z = Z^0 + \omega \cdot Z^1 \dots\dots\dots(IV.5)$$

$Z^0$  : déterminé par l'abaque sur l'Annexe 1.

$Z^1$ ,  $\omega$  : déterminé par l'abaque sur l'Annexe 2.

$T_r = 1,39$  à partir de l'équation (IV.3) et  $P_r = 1,44$  à partir de l'équation (IV.4).

$Z^0 = 0,81$ ,  $\omega = 0$  et  $Z^1 = 0,18$ .

$$Z = 0,81 \text{ à partir de l'équation (IV.5).}$$

En utilisant le calcul flash de HYSYS on trouve  $Z = 0,80$  donc les deux méthodes sont acceptables.

### IV.2.1.4 Densité du gaz à déshydrater

$$d_g = \frac{M_g}{M_{air}} \dots\dots\dots(IV.6)$$

$$M_{air} = 29 \text{ g/mol. Alors : } d_g = 0,71$$

### IV.2.1.5 Masse volumique du gaz à déshydrater

$$\rho_g = \frac{M_g * P}{Z * R * T} \dots\dots\dots(IV.7)$$

$$\rho_g = 67,68 \text{ Kg/m}^3$$

### IV.2.1.6 Calcul de la température de formation d'hydrates à pression de service

$$T_{fh} = T_{hydrates} + T_{correction} \dots \dots \dots (IV.8)$$

$T_{hydrates}$  et  $T_{correction}$  sont déterminées à partir du graphe de Bailey et Wickert (Voir annexe 3).

$$\left. \begin{array}{l} P_{service} = 979,15 \text{ psia.} \\ d_g = 0,71. \end{array} \right\} \begin{array}{l} T_{hydrates} = 61^\circ\text{F.} \\ T_{correction} = 2^\circ\text{F.} \end{array}$$

Donc on tire de la relation (IV.8)  $T_{fh} = 63^\circ\text{F}$  ( $17,22^\circ\text{C}$ ).

Le gaz sortant des tamis moléculaires subit une chute de température en turbo-compresser jusqu'à  $-79,6^\circ\text{F}$  équivalente à  $-62^\circ\text{C}$ .

On voit clairement que  $T_{expende} \ll T_{fh}$ , alors on aura certainement une formation des hydrates au cours de refroidissement, ce qui va endommager notre turbo-compresseur, bouchés les échangeurs à plaques. Autrement dit, causés des dommages aux équipements en aval d'une part, et d'autre part notre gaz de vente sera hors spécification. Donc, c'est le but principal d'un tamis moléculaire dans un centre de traitement de gaz, en plus c'est la méthode la plus efficace en déshydratation poussée.

### IV.2.1.7 Vitesse superficielle maximale

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

$$\Delta P/L = B \mu V_{max} + C \rho V_{max}^2 \dots \dots \dots (IV.9)$$

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

**Tableau IV.4:** Caractéristiques des tamis moléculaires [5]

Lit de tamis moléculaire	B	C	Z'	CP	Masse volumique
	Système SI	Système SI	Unité britannique	(btu/lb°F)	(lb/ft <sup>3</sup> )
1/8"	0,089	0,000000523	1,7	0,25	44
1/16"	0,2945	0,000000886	0,85	0,25	44

Note : Le dimensionnement est basé généralement sur une ΔP/L entre [0.3 – 0.44] (psi/ft).

D’après l’équation (IV.9) la vitesse superficielle du gaz peut être réécrite sous la forme suivante :

$$V_{max} = \{-B\mu + [(B\mu)^2 + 4C \rho(\Delta P/L)]^{0.5}\} / 2C \rho \dots\dots\dots(IV.10)$$

En appliquant la loi (IV.10) et la donnée de (ΔP/L)<sub>max</sub> = 7,5 KPa/m on trouve la vitesse superficielle égale à :

✚ Pour un tamis 1/8" (Tableau IV.1) [9] :

$$V_{max1/8"} = 451 \text{ m/h}$$

✚ Pour un tamis 1/16" (Tableau IV.1) [9] :

$$V_{max1/16"} = 330,7 \text{ m/h}$$

**IV.2.1.8 Diamètre minimal de la colonne**

$$D_{min} = \sqrt{4 * Q_v / (\pi * V_{max})} \dots\dots\dots(IV.11)$$

Pour calculer le diamètre minimal on injecte V<sub>max1/8"</sub> = 451 m/h dans la formule (IV.11) donc :

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

**IV.2.1.9 Calcul de la quantité d’eau à adsorber**

$$W_{eau\text{ adsorbé}} = W_{eau\text{ entrée}} - W_{eau\text{ sortie}} \dots\dots\dots(IV.12)$$

D’après l’abaque de MacKetta (Annexe 4).

W<sub>eau</sub> = 41,5 lb H<sub>2</sub>O/ million ft<sup>3</sup> de gaz humide à 60 °F.

Correction suivant la densité du gaz = 0,99

$Weau_{entrée} = 41,5 \times 0,99 = 41,085 \text{ lb H}_2\text{O/ million ft}^3 \text{ de gaz humide à } 60 \text{ }^\circ\text{F}.$

$Weau_{sortie} = 0.1 \text{ PPM, spécification à la sortie.}$

$$(4.12) \rightarrow Weau_{adsorbé} = 41.085 \text{ lb H}_2\text{O/ MSft}^3 \text{ (686,24 Kg/ MSm}^3\text{)}.$$

Débit d'eau à adsorber =  $Weau_{adsorbé} \times Q_v \text{ gaz en Mscf/h} \dots\dots\dots(\text{IV.13})$

Faut convertir notre débit volumique des conditions opératoires ( $T_{op}=87,6^\circ\text{F}$  et  $P_{op} = 66,63 \text{ atm}$ ) en conditions standards ( $T_{sd}=60^\circ\text{F}$  et  $P_{sd} = 1 \text{ atm}$ ).

$$Q_{v \text{ sd}} = [Q_{v \text{ op}} (P_{op}/P_{sd}) (T_{sd}/T_{op}) (Z_{sd}/Z_{op})]/2(\text{ft}^3/\text{h}) \dots\dots\dots(\text{IV.14})$$

$$Z_{sd} = 1$$

✦ **Note :**

- La division par deux c'est par ce que notre procédé de déshydratation se fait en deux tamis moléculaires en parallèle et le troisième tamis est en régénération.
- Les pressions doivent être en (psia) et les températures en ( $^\circ\text{R}$ ), source (GPSA, 2012).

$$Q_{v \text{ sd}} = 7705458,225 \text{ Sft}^3/\text{h} = 7,705 \text{ MSft}^3/\text{h} \text{ (0,209 MSm}^3/\text{h)}.$$

$$\text{Débit d'eau à adsorber (relation IV.13)} = 315,92 \text{ lb}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{h} \text{ (143 Kg /h)}.$$

Le temps de cycle d'adsorption fixée par design c'est **12 heures** donc la quantité d'eau à adsorber dans douze heures  $M_{\text{eau à adsorber}} = 3791,04 \text{ lb}_{\text{H}_2\text{O}} \text{ (1719,3 Kg H}_2\text{O)}$ .

#### IV.2.1.10 Calcul de la hauteur du tamis moléculaire

$$H_{\text{tot}} = H_{\text{adsorption}} + LZTM \dots\dots\dots(\text{IV.15})$$

$$H_{\text{adsorption}} = V_{\text{adsorption}} (\text{ft}^3) / S_{\text{adsorption}} (\text{ft}^2) \dots\dots\dots(\text{IV.16})$$

$$V_{\text{adsorption}} = M_{\text{adsorbant}} (\text{lb}) / \rho_{\text{adsorbant}} (\text{lb}/\text{ft}^3) \dots\dots\dots(\text{IV.17})$$

$$S_{\text{adsorption}} = \pi D_{\text{min}}^2 / 4 \dots\dots\dots(\text{IV.18})$$

Un tamis moléculaire peut adsorber 13% en masse d'eau donc :

$$M_{\text{adsorbant}} = M_{\text{eau à adsorber}} / \text{capacité d'adsorption dynamique} \dots\dots\dots(\text{IV.19})$$

$$\text{Capacité dynamique d'adsorption} = 13\% \times C_T \times C_{SS} \dots\dots\dots(\text{IV.20})$$

A partir du graphe d'effet de taux d'humidité et de la température sur la capacité d'adsorption (Annexe 5) on tire :

$C_T = 0,97$  et  $C_{SS} = 1$  car notre gaz est saturé.

Donc la capacité dynamique d'adsorption = 12,61%  $\longrightarrow$  relation (IV.20).

$$M_{\text{adsorbant}} = 30064,12 \text{ lb (13635 Kg)} \longrightarrow \text{relation (IV.19).}$$

$$V_{\text{adsorbant}} = 683,27 \text{ ft}^3 \text{ (19,356 m}^3\text{)} \longrightarrow \text{relation (IV.17).}$$

$$S_{\text{adsorbant}} = 85,12 \text{ ft}^2 \text{ (7,91 m}^2\text{)} \longrightarrow \text{relation (4.18).}$$

$$H_{\text{adsorbant}} = 8,03 \text{ ft (2,44 m)} \longrightarrow \text{relation (4.16).}$$

$$L_{ZTM} = (V_{\text{max}}/35)^{0,3} (Z') \dots\dots\dots \text{(IV.21)}$$

$L_{ZTM}$  : c'est la hauteur sécuritaire en (ft),  $V_{\text{max}}$  (ft/min).

Pour une hauteur de sécurité max on prend  $Z'=1,7$  (voir Tableau IV.4)

$$L_{ZTM} = 2,1 \text{ ft (0,6 m)} \longrightarrow \text{relation (IV.21).}$$

$$H_{\text{total}} = 10,17 \text{ ft (3,1 m)} \longrightarrow \text{relation (IV.15).}$$

#### IV.2.1.11 Calcul de la masse d'adsorbant (tamis moléculaire)

$$M'_{\text{adsorbant}} = V'_{\text{adsorbant}} \times \rho_{\text{adsorbant}} \dots\dots\dots \text{(IV.22)}$$

$$V'_{\text{adsorbant}} = H_{\text{tot}} \times S_{\text{adsorbant}} \dots\dots\dots \text{(IV.23)}$$

$$V'_{\text{adsorbant}} = 813,55 \text{ ft}^3 \text{ (23,05 m}^3\text{)} \longrightarrow \text{relation (IV.23).}$$

$$M'_{\text{adsorbant}} = 35796,4 \text{ lb (16234,17 kg)} \longrightarrow \text{relation (IV.22).}$$

#### IV.2.1.12 Calcul des pertes de charge $\Delta P$

$$\Delta P = \Delta P/L \times H_{\text{tot}} \dots\dots\dots \text{(IV.24)}$$

$\Delta P = 3,13 \text{ psi} < 8 \text{ psia}$ . Donc,  $(\Delta P/L)_{\text{max}} = 0,33 \text{ psia/ft}$  supposée par design est acceptable [5]



**Tableau IV.5:** Comparaison des résultats obtenus par rapport aux ceux du design

	<b>Design</b>	<b>Résultats</b>
<b>D<sub>min</sub> (m)</b>	3,04	2,9
<b>H<sub>tot</sub> (m)</b>	3,27	3,1
<b>M<sub>adsorbant</sub> (Kg)</b>	16856,96	16234.17

Données design (Voir Annexe 8).

D'après cette comparaison, on remarque que les écarts entre les résultats calculés et ceux du design sont acceptables. Donc, la méthode utilisée pour le dimensionnement des déshydrateurs est bonne.

## IV.2.2 Phase Régénération

### Besoins énergétiques

L'objectif est de déterminer les besoins énergétiques nécessaire pour réaliser une régénération adéquate pour avoir les débits et les durées nécessaire de régénération.

Données design : (Voir Annexe 9)

Température de régénération ( $T_{rg}$ ) = 527 °F

Débit de gaz de régénération ( $m_{rg}$ ) = 36449,34 lb/h

$C_{p \text{ gaz reg}} = 0,721 \text{ Btu} / \text{lb} \text{ } ^\circ\text{F}$ .

$\rho_{\text{gaz reg}} = 1,72 \text{ lb}/\text{ft}^3$ .

La quantité de chaleur fournie par le gaz de régénération est partagée en quatre parties :

1. Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau.
2. Quantité de chaleur pour chauffer le tamis moléculaire.
3. Quantité de chaleur adsorbée par la colonne.
4. Quantité de la chaleur pour compenser les pertes (10%).

### IV.2.2.1 Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau

$Q_e = 1800 \text{ (Btu/lb)} \text{ (M}_{\text{eau à adsorber par cycle}}) \dots\dots\dots(\text{IV.25})$

$$Q_e = 6823953,804 \text{ Btu (7198858,524 Kj)}$$

### IV.2.2.2 Quantité de chaleur pour chauffer l'adsorbant

$$Q_a = M'_{\text{adsorbant}} \times \text{chaleur spécifique de l'adsorbant} \times \Delta T_{\text{tamis}} \dots \dots \dots \text{(IV.26)}$$

$T_{\text{final}} = T_{\text{rg}} - 50^\circ\text{F}$ , car on n'atteindra jamais la température de régénération à la sortie du sécheur à cause des pertes thermique. Donc une fois on se rapproche avec  $50^\circ\text{F}$  comme écart on arrêtera l'opération du séchage [5].

$$\Delta T_{\text{tamis}} = (527 - 50) - 87,62 = 389,38^\circ\text{F}.$$

$$Q_a = 3443209,03 \text{ Btu (3632377,268 Kj)}$$

### IV.2.2.3 Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer la colonne

Cette méthode est applicable pour des colonnes ou un calorifuge externe est utilisé.

$$Q_c = M_c \times \text{Chaleur spécifique} \times \Delta T_c \dots \dots \dots \text{(IV.27)}$$

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

$$M_c = A H_c D_c e \dots \dots \dots \text{(IV.28)}$$

$$M_c(\text{lb}), H_c(\text{ft}), D_c = 130 \text{ in}, A = 15, e(\text{in}).$$

L'épaisseur d'une colonne en acier peut être estimée à partir du graphe l'épaisseur d'une colonne en acier (Voir Annexe 6).

$$e = 3,5 \text{ inch.}$$

$$\text{Ou bien donnée } e_{\text{design}} = 3,75 \text{ inch. (Annexe 8).}$$

Ils sont quasiment égaux.

$$H_c = D_{\text{int}} + H_{\text{tot}} \dots \dots \dots \text{(IV.29)}$$

$$H_c = 18,72 \text{ ft (5,7 m)}$$

$$\text{(Relation IV.28)} \rightarrow M_c = 130262,046 \text{ lb (59075,758 Kg)}$$

$$C_p \text{ colonne type Material SA516 Grade 70 steel} = 0.12 \text{ Btu / lb } ^\circ\text{F} \text{ donnée.}$$

$$\text{(Relation 4.27)} \rightarrow Q_c = 6086572,247 \text{ Btu (6420965,581 Kj)}$$

### IV.2.2.4 Quantité de chaleur nécessaire pour compenser les pertes

$$Q_p = (Q_e + Q_c + Q_a) \times 0.1 \dots \dots \dots \text{(IV.30)}$$

$$Q_p = 1635373,508 \text{ Btu (1725220,137 Kj)}$$

### IV.2.2.5 Energie nécessaire pour la régénération

$$Q_{\text{trg}} = 2.5 (Q_e + Q_c + Q_a + Q_p) \dots \dots \dots \text{(IV.31)}$$

$$Q_{\text{trg}} = 44972771,47 \text{ Btu (47443553,78 Kj)}$$

### IV.2.2.6 La durée de l'opération de chauffage

$$t_c = Q_{\text{trg}} / [C_{p_g} (T_{\text{rg}} - T_i) m_{\text{rg}}] \dots \dots \dots \text{(IV.32)}$$

$C_{p_g}$  = chaleur spécifique du gaz de régénération (Btu/lb °F).

$T_{\text{rg}}$  = température du gaz de régénération (°F).

$T_i$  = température initiale du lit avant chauffage (°F).

$t_c$  = durée de l'opération chauffage (hr).

Le temps de chauffage est généralement de 50 à 60% du temps global alloué à la régénération, source [5].

Le temps de régénération d'un tamis moléculaire est la moitié de son temps d'adsorption, source [5].

$$t_c = 3,52 \text{ h}$$

### IV.2.2.7 Calcul d'énergie nécessaire pour refroidir le tamis moléculaire

$$Q_{\text{r ads}} = M_{\text{adsorbant}} C_{p \text{ ads}} (T_{\text{reg}} - 50 - T_{\text{ref}}) \dots \dots \dots \text{(IV.33)}$$

$T_i$  : (°F).

Dans l'opération de refroidissement on refroidit jusqu'à 113 °F.

$$Q_{\text{rads}} = -3218778,8 \text{ Btu (-3395616,9Kj)}$$

### IV.2.2.8 Calcul d'énergie nécessaire pour refroidir la colonne d'adsorption

$$Q'_c = m_c C_p (T_{\text{reg}} - 50 - T_{\text{ref}}) \dots \dots \dots \text{(IV.34)}$$

$$Q'_c = -5689846,161 \text{ Btu (-6002443,565 Kj)}$$

### IV.2.2.9 Calcul d'énergie nécessaire totale à l'opération de refroidissement

$$Q_{\text{trf}} = Q'_a + Q'_c \dots \dots \dots \text{(IV.35)}$$

$$Q_{\text{trf}} = - 8908624,955 \text{ Btu } (- 9398060,514 \text{ Kj})$$

#### IV.2.2.10 Estimation du temps de refroidissement

$$t_{\text{ref}} = Q_{\text{trf}} / (m_{\text{rg}} C_{\text{pg}} (T_{\text{m}} - T_{\text{i}})) \dots\dots\dots(\text{IV.36})$$

$$T_{\text{m}} = (T_{\text{ref}} + T_{\text{reg}} - 50) / 2 \dots\dots\dots(\text{IV.37})$$

$$T_{\text{m}} = 295^{\circ}\text{F} \qquad \qquad \qquad t_{\text{ref}} = 1,6 \text{ h}$$

#### IV.2.2.11 Calcul de temps de stand-by

$$t_{\text{stand-by}} = t_{\text{reg}} - t_{\text{c}} - t_{\text{ref}} \dots\dots\dots(\text{IV.38})$$

$$t_{\text{reg}} = 50\% \text{ tads} \dots\dots\dots(\text{IV.39})$$

$$t_{\text{stand-by}} \approx 1 \text{ h}$$

#### IV.2.2.12 Perte de charge due à l'écoulement du gaz de régénération

$$\Delta P/L = B \mu V_{\text{sup}} + C \rho V_{\text{sup}}^2 \dots\dots\dots(\text{IV.40})$$

Vitesse superficielle du gaz de régénération :

$$V_{\text{sup}} = (m_{\text{rg}} / \rho_{\text{rg}}) (1/S_{\text{adsorbant}}) \dots\dots\dots(\text{IV.41})$$

B et C sont des constantes appliquées dans les unités suivantes (Masse: gramme, P: Kpa, L : mètre).

$$V_{\text{sup}} = 1,47 \text{ m/min.}$$

$$\Delta P/L = 1,49 \text{ Kpa/m} = 0,06 \text{ psia/ft} > 0,01 \text{ pisa/ft.}$$

La perte de charge par unité de longueur doit être supérieure à 0,01 pisa/ft [5].

### IV.3 Raccordement du gaz primaire (projet Tinhert)

#### Données opératoires

$P = 56,82 \text{ Bar}$  ;  $T = 23 \text{ °C}$  ;  $Q_{v \text{ Ohanet}} = 4 \text{ M.Sm}^3/\text{j}$

Les débits des gisements concernant le raccordement du gaz primaire de Tinhert sont représentés comme suit [10] :

**Tableau IV.6:** Les différents débits par gisement.

Gisement	TM	TMNO	IAK	IKN
Nbre de Puits	7	5	7	7
Débit Max (MSm <sup>3</sup> /j)	1,225	1	1,54	1,75

$Q_{\text{vtot}} = 5,515 \text{ MSm}^3/\text{j}$

Le raccordement se fait selon l'Annexe 11.

#### Résultats obtenus par simulation avec HYSYS V8.8

##### Gaz primaire de Tinhert

- Schéma des manifolds de raccordement réalisé avec HYSYS (Annexe12).
- Propriétés thermodynamiques du gaz primaire de Tinhert (Annexe 14).
- Schéma des manifolds de raccordement réalisé avec HYSYS (Annexe13).
- Propriétés thermodynamiques de la charge globale entrée V104A/B/C (Annexe 15).

- Calcul des nouveaux cycles avec la nouvelle charge

### IV.3.1 Partie adsorption

**Tableau IV.7:** Paramètres opératoires HYSYS V8.8 (Voir Annexe 15)

	<b>HYSYS V8.8</b>	<b>British Unit</b>
Débit massique	357348,21 kg/h	787110,61lb/h
Débit molaire	16832,23 kmol/h	16832,23 lbmol/h
Débit volumique	5988,74m <sup>3</sup> /h	211342,69 ft <sup>3</sup> /h
Pression	56,82Bara	824,31Psia
Température	23 °C	73,4°F
Masse volumique	59,67 Kg/m <sup>3</sup>	3,724 lb/ft <sup>3</sup>
Masse moléculaire	21,23 Kg/kmol	21,23 lb/lbmol
Viscosité	0,0129cp	0,0129cp
( $\Delta P/L$ ) <sub>max</sub> (design)	7,5 kpa/m	0,33 psia/ft
Z	0,82	0,82
C <sub>p gaz THRT+OHT</sub>	2,51Kj/kg°C	0,6002 Btu/lb°F

#### IV.3.1.1 Vitesse superficielle

En appliquant la loi (IV.10) et la donnée de ( $\Delta P/L$ )<sub>max</sub> = 7,5 KPa/m on trouve la vitesse superficielle égale à :

✚ Pour un tamis 1/8" données (Tableau IV.1) :

$$V_{\text{sup}1/8"} = 20 \text{ ft/min (365,94 m/h)}$$

#### IV.3.1.2 Diamètre minimal

$$D_{\text{min}} = 10 \text{ ft (3,04 m)} \rightarrow \text{(design) (Voir Tableau IV.5).}$$

#### IV.3.1.3 Quantité d'eau à adsorber

Weau = 36 lb H<sub>2</sub>O/ million.ft<sup>3</sup> de gaz humide à 60 °F.

Correction suivant la densité du gaz = 0,99

(IV.12) → Weau<sub>adsorbé</sub> = 35,64 lb H<sub>2</sub>O/million.ft<sup>3</sup>.de gaz humide à 60 °F = 595 kg H<sub>2</sub>O/MSm<sup>3</sup>.

$$Q_{vsd} = 7044778,041 \text{ Sft}^3/\text{h} = 7,04 \text{ MSdft}^3/\text{h} = 0,191 \text{ MSm}^3/\text{h} \rightarrow (\text{relation IV.14})$$

$$\text{Débit d'eau à adsorber (relation IV.13)} = 251,07 \text{ lb}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{h} \text{ (113,86 kg H}_2\text{O/h)}.$$

$$M_{\text{adsorbant}} = 1931,35 \text{ lb (875,896 Kg)} \longrightarrow \text{relation (IV.19)}.$$

### IV.3.1.4 Calcul de la masse sécuritaire d'adsorbant

$$M_{\text{séc}} = S_{\text{adsorption}} \times LZTM \times \rho_{\text{adsorbant}} \dots \dots \dots (\text{IV.42})$$

$$LZTM = 1,43 \text{ ft (0,43 m)} \longrightarrow \text{relation (IV.21)}.$$

$$M_{\text{séc}} = 4968,67 \text{ lb (2253,37 Kg)} \longrightarrow \text{relation (IV.42)}.$$

### IV.3.1.5 Calcul de temps d'adsorption

$$M_{\text{tamis}} = M_{\text{séc}} + M_{\text{adsorbant}} \dots \dots \dots (\text{IV.43})$$

$$H_{\text{ads}} = 6,71 \text{ ft (2,04 m)} \text{ et } H_{\text{total}} = 8,14 \text{ ft (2,48 m)} \longrightarrow \text{relation (IV.15)}.$$

$$M_{\text{adsorbant}} = 23176,24 \text{ lb (10510,8 Kg)}$$

**Tableau IV.8** : Comparaison des résultats à ceux du design.

	Design	Résultats
<b>H tot (m)</b>	3,27	2,48
<b>M<sub>tamis</sub> (Kg)</b>	16857	12764,1

D'après les résultats de calcul, chaque déshydrateur fonctionne avec 75,72 % de sa masse totale, c'est à dire, une masse de 4092,79 Kg (9024,6 lb) tamis/sécheur n'est pas utilisée, la figure ci-après représente le tamis moléculaire utilisé par rapport au total.

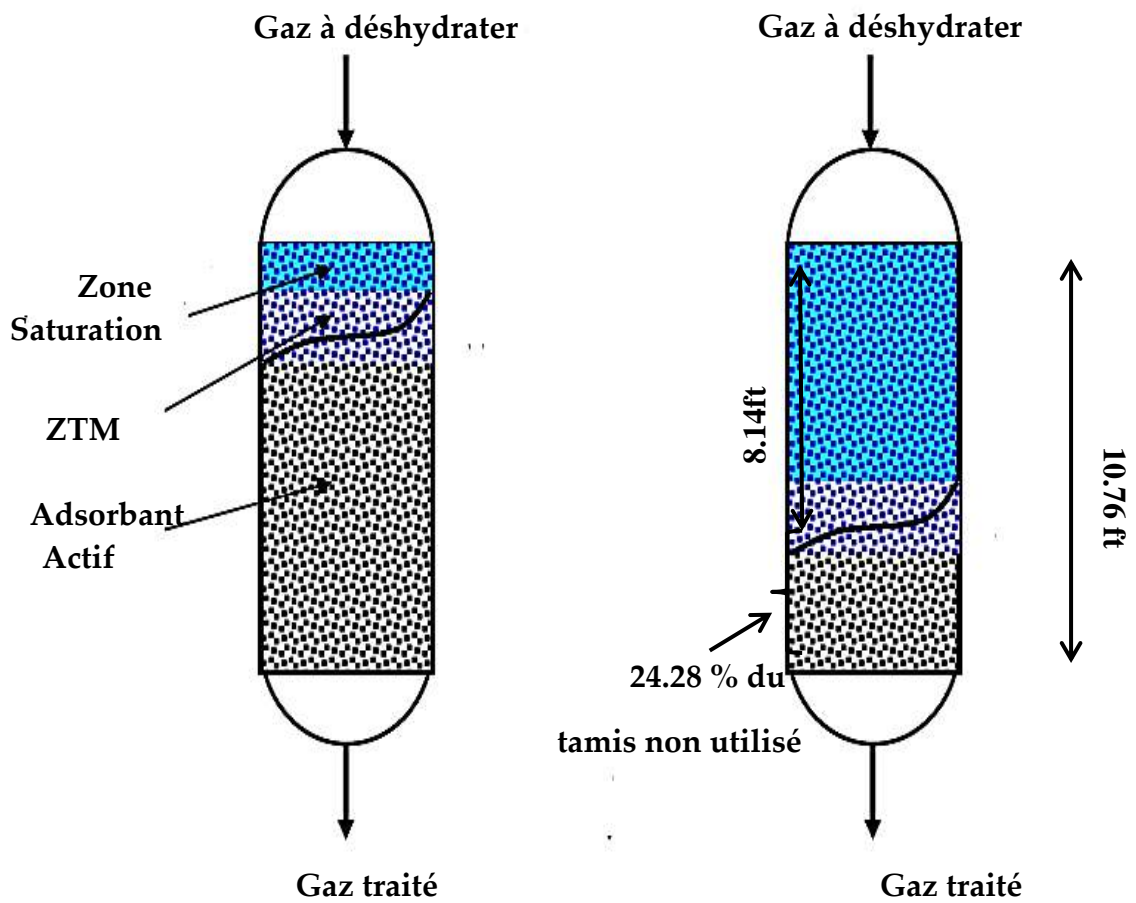


Figure IV.1: Début et fin d'adsorption.

Trouvons le temps d'adsorption adéquat avec un pourcentage d'erreur autour de 0,1%.

Tableau IV.9: Tâtonnement sur le temps d'adsorption.

$t_{ads}$	Résultats		% Erreur
	Hauteur du lit $H_{tot}$ (m)	Masse du lit $M_{tamis}$ (Kg)	
12 h	2,48	12764,1	24,28
14 h	2,81	14515,92	13,8
15 h	2,98	15391,81	8,7
16 h	3,16	16267,71	3,5
<b><u>16.65 h</u></b>	<b><u>3,27</u></b>	<b><u>16837,95</u></b>	<b><u>0,12</u></b>

Donc le nouveau temps d'adsorption = 16,65 h.



### IV.3.2 Partie régénération

#### IV.3.2.1 Quantité de chaleur nécessaire pour désorber l'eau

$$\text{(Relation IV.25)} \rightarrow Q_e = 7524744,405 \text{ Btu (7938150,22 KJ)}$$

#### IV.3.2.2 Quantité de chaleur pour chauffer l'adsorbant

$$\text{(Relation IV.26)} \rightarrow Q_a = 3750412,64 \text{ Btu (3956458,496 KJ)}$$

#### IV.3.2.3 Quantité de chaleur nécessaire pour chauffer la colonne

$$\text{(Relation IV.27)} \rightarrow Q_c = 7009950,82 \text{ Btu (7395074,126 KJ)}$$

#### IV.3.2.4 Quantité de chaleur nécessaire pour compenser les pertes

$$\text{(Relation IV.30)} \rightarrow Q_p = 1828510,786 \text{ Btu (1928968,284 KJ)}$$

#### IV.3.2.5 Energie nécessaire pour la régénération

$$\text{(Relation IV.31)} \rightarrow Q_{t \text{ rg}} = 50284046,62 \text{ Btu (53046627,82 KJ)}$$

#### IV.3.2.6 Durée de l'opération de chauffage

$$m_{\text{reg actuel}} = 18 \text{ tonnes/h (Voir annexe 10 )}$$

$$\text{(Relation IV.32)} \rightarrow t_c = 3,9 \text{ h}$$

#### IV.3.2.7 Calcul d'énergie nécessaire pour refroidir le tamis moléculaire

$$\text{(Relation IV.33)} \rightarrow Q_{\text{rads}} = -3382433,6 \text{ Btu (-3568262,87 KJ)}$$

#### IV.3.2.8 Calcul d'énergie nécessaire pour refroidir la colonne d'adsorption

$$\text{(Relation IV.34)} \rightarrow Q'_c = -6322155,84 \text{ Btu (-6669491,98 KJ)}$$

#### IV.3.2.9 Calcul d'énergie nécessaire totale à l'opération de refroidissement

$$\text{(Relation IV.35)} \rightarrow Q_{\text{trf}} = -9704589,44 \text{ Btu (-10800212,1 KJ)}$$

### IV.3.2.10 Estimation du temps de refroidissement

$$\text{(Relation IV.37)} \rightarrow T_m = 295^\circ\text{F}$$

$$\text{(Relation IV.36)} \rightarrow t_{\text{ref}} = 1,32 \text{ h}$$

### IV.3.2.11 Calcul de temps de stand-by

$$\text{(Relation IV.38)} \rightarrow t_{\text{stand-by}} = 3,1 \text{ h}$$

### IV.3.2.12 Perte de charge due à l'écoulement du gaz de régénération

$$\text{(Relation IV.40)} \rightarrow V_{\text{sup}} = 1,33 \text{ m/min.}$$

$$\text{(Relation IV.42)} \rightarrow \Delta P/L = 1,56 \text{ Kpa/min} = 0,069 \text{ psi/ft} > 0,01 \text{ psi/ft.}$$

## IV.3.3 Cas où la production d'Ohanet est maximale

La production actuelle d'Ohanet est de 203 Tonnes/h équivalent à 5,8 MSm<sup>3</sup>/j, c'est à dire elle est à son état maximale.

Si on se retrouve face à ce cas lors du raccordement primaire on aura un débit volumique journalier global de 11,315 MSm<sup>3</sup>/j. Donc on va dépasser la capacité max d'un seul train qu'elle est de 10 MSm<sup>3</sup>/j, pour cela on peut étudier avec service puits la possibilité d'exploiter une charge de 10 MSm<sup>3</sup>/j afin d'avoir un seul train en service.

#### Données opératoires

Pression: 56.82 bar

Débit massique : 370300Kg/h.

Débit Volumique: 6 223,5294 Sm<sup>3</sup>/h.

Chaque train se compose de deux sécheurs en adsorption (V104A/B) et un autre en régénération (V104C), donc cette charge sera encore partagée équitablement sur les deux sécheurs en adsorption.

En respectant cette charge maximale, on va trouver les résultats suivants (même méthode de calcul utilisée).

Tableau IV.10: Tableau recapitulative.

		Cas Design	Calcul Design	Cas Raccordement	Raccordement avec charge maximale
Temps du cycle		18,00 h	18,00 h	24,97 h	27h
Temps d'adsorption		12,00 h	12,00 h	16,65 h	18h
Temps de Régénération	Chauffage	03,5 h	3,52 h	03,9 h	3,9h
	Refroidissement	01,25 h	1,6 h	1,32 h	1,32h
	Stand-by	01,25 h	1 h	3,1 h	3,78h
Nombre de cycles/1 an		487		351	324
Nombre de cycles/3 ans		1 461		1053	973

La figure suivante montre la dégradation de la capacité des tamis moléculaire types 4A en fonction de nombre de régénération.

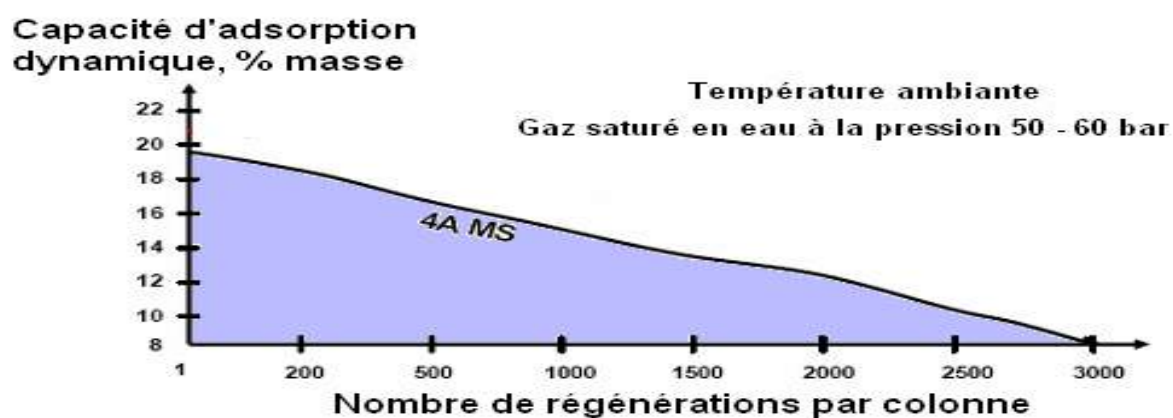


Figure IV.2: Diminution de la capacité d'adsorption d'un adsorbant en fonction du nombre de cycles de régénération

**Tableau IV.11:** Séquences de la déshydratation.

	0	6	12	18 h
<b>Cas Design</b>	V-104 A	Adsorption		Régénération
	V-104 B	Régénération	Adsorption	
	V-104 C	Adsorption	Régénération	Adsorption

	0	8.32	16.65	24.97 h
<b>Cas Raccordement</b>	V-104 A	Adsorption		Régénération
	V-104 B	Régénération	Adsorption	
	V-104 C	Adsorption	Régénération	Adsorption

	0	9	18	27 h
<b>Cas Raccordement (Charge max)</b>	V-104 A	Adsorption		Régénération
	V-104 B	Régénération	Adsorption	
	V-104 C	Adsorption	Régénération	Adsorption

## Conclusion

Le nombre de cycles (Chauffage/Refroidissement) annuel est de 487 sur la base de 12 h d'adsorption. Celui-ci a été réduit jusqu'à 351 suite au raccordement du gaz primaire basé sur 16,65h d'adsorption, puis il a été encore réduit jusqu'à 324 cycles/an avec une charge maximale sur un seul train en production.

Il est très important de fixer le nombre de cycle adéquat vis-à-vis la charge à traiter et cela pour produire toujours un gaz en teneur de 0,1 ppm en eau et conserver la durée de vie des tamis.

# CONCLUSION GENERALE

Le fonctionnement du déshydrateur est basé essentiellement sur l'efficacité d'adsorption du tamis moléculaire, La variation de la teneur en eau dans le gaz implique un changement des paramètres de fonctionnement des déshydrateurs.

L'étude de la section de déshydratation du complexe de gaz a abouti aux résultats suivantes.

- L'augmentation du temps d'adsorption permet de réduire le nombre de cycles/an et donc, augmenter la durée de vie de tamis moléculaires.
- La diminution de la température d'alimentation du sécheur permet de réduire la teneur en eau dans le gaz brut, qui peut être exploitée en augmentant le temps d'adsorption

D'après les résultats obtenus, pour une meilleure exploitation de tamis moléculaire dans les prochaines conditions opératoires lors du raccordement du gaz primaire, il est nécessaire de travailler à une durée de cycle plus longue qu'à celle du design.

Un temps d'adsorption de 18 h est un temps optimum pour exploiter la masse maximale du tamis moléculaire. Un cycle de 27 h est équivalent à 324 cycles/an c'est-à-dire moins de 163 cycles/an par rapport au design.

La durée de vie du matériel sera plus longue du fait qu'avec un nombre de cycles moins important, le matériel sera exposé à moins de contraintes de pression et les contraintes de température

# Bibliographie

## Bibliographie

✓ Site Web

[1] site officiel de sonatrach : <http://www.sonatrach.com/>.

[2] site de fiches pratiques et articles d'actualité validés par les comités scientifiques

: <https://www.techniques-ingenieur.fr>

✓ Livres

[3] Msc. REBAI, (2017). Cours traitement de gaz, IAP Boumerdes

[4] Msc. BOUZABAZBIA, (2017). Cours génie de séparation, IAP Boumerdes

[5] GPSA Gas Processors Suppliers Association, ( SI version, 2012 ). Engineering Data Book 13<sup>th</sup> Edition[7], Volumes I & II. Compilé et édité en coopération avec le ASSOCIATION DES PROCESSEURS DE GAZ

✓ Documents de la région d'Ohanet

[6] SOPM Standard Operating Procedure Manual, (2002). Standard Operating Procedure Manual .

[7] S.BUSH,( 2003). System Description & Training Manual,

[8] ABB ASEA Brown Boveri,( 2002). Lummus Global B.V. Heat and mass balance.

[9] ABB (24-10-2002). procedures & manuals, Revision 3.

[10] EPM, (2015) . FEED Front End Engineering Design. desktop routing study / Tinrhert fields development– Ohanet.

✓ Thèses et mémoires

[11] M. HAMDANI,( 2017). Optimisation du temps d'absorption et de régénération des tamis moléculaires, SH DP Ohanet

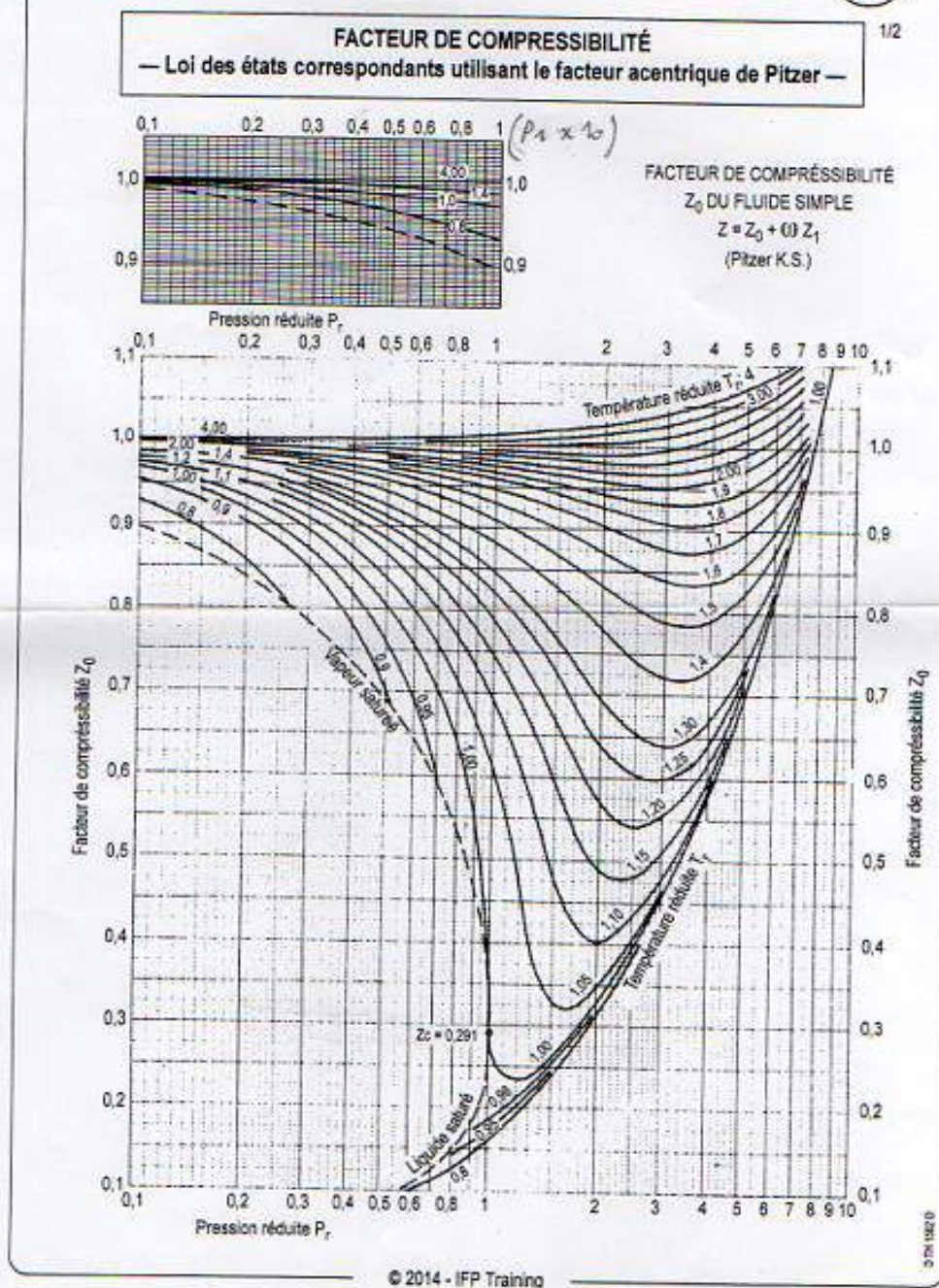
[12] H. MENAD,(2016). Etude et optimisation de la section de déshydratation de l'unité FGL, IN AMINAS

✓ Rapport

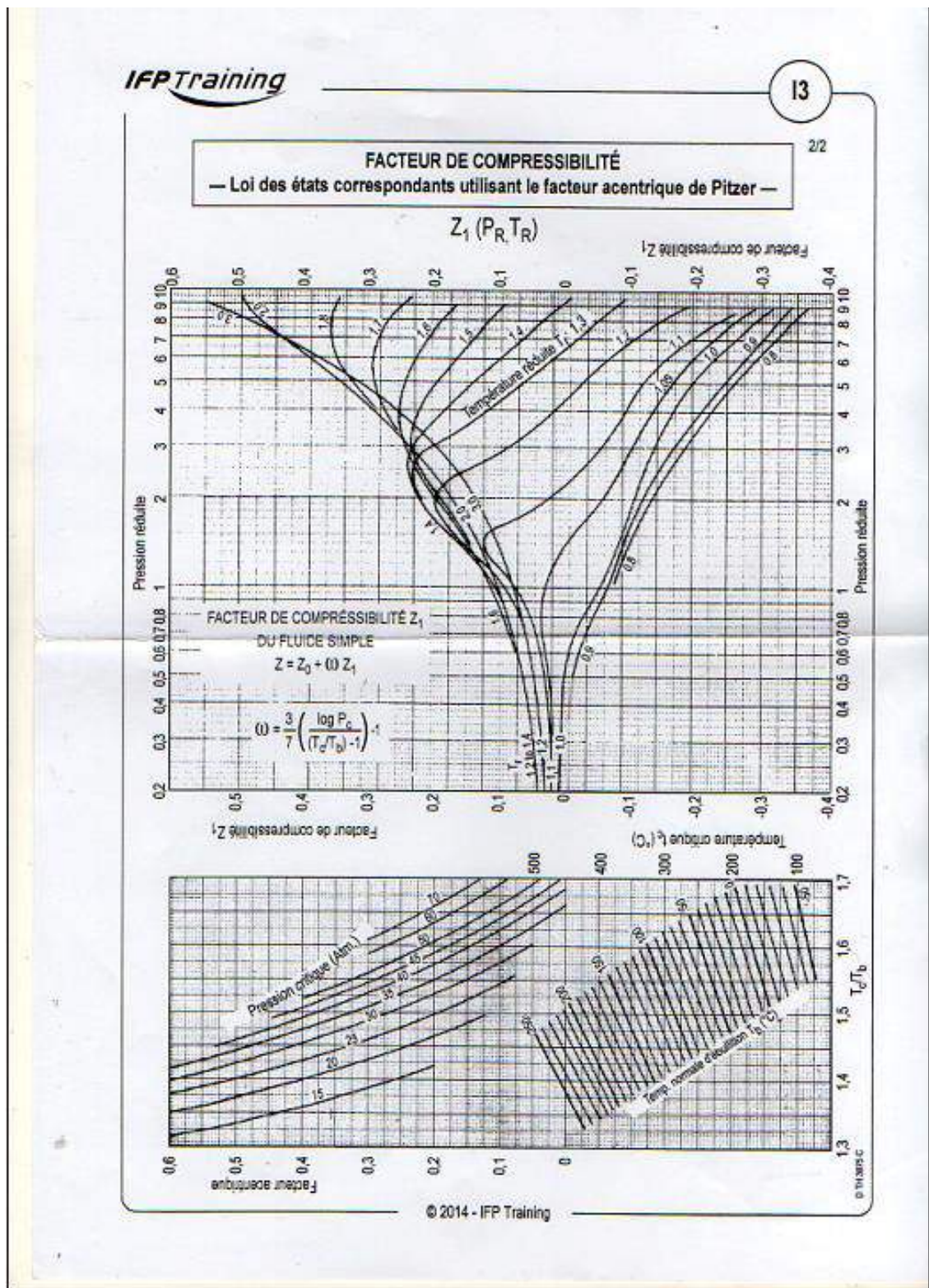
[13] R. Houari, (2014). Hydrates de gaz naturel, formation Exp IAP-HMD.



# ANNEXE

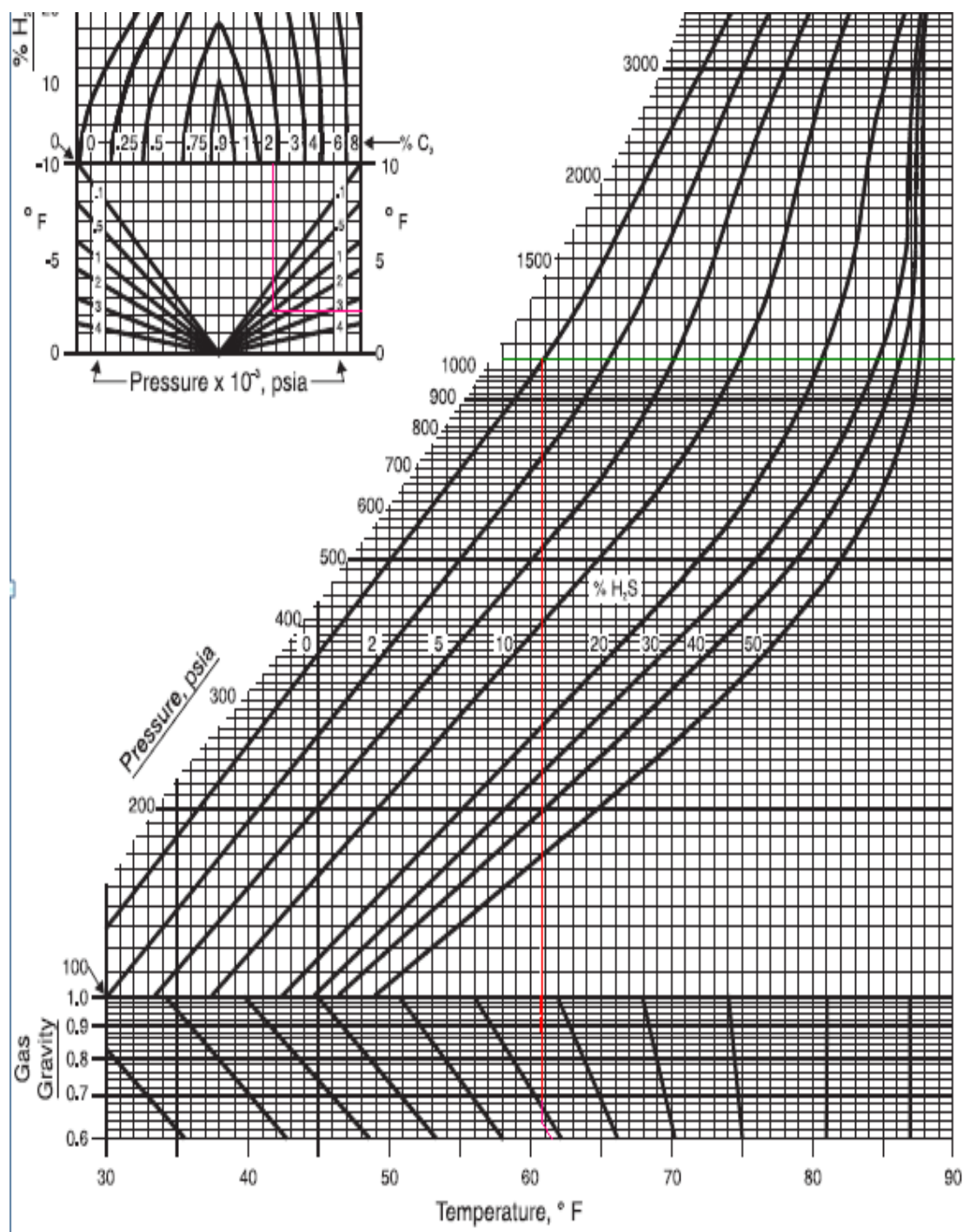


**Annexe 1:** Facteur de compressibilité en utilisant loi des états correspondants utilisant le facteur acentrique de Pitzer.

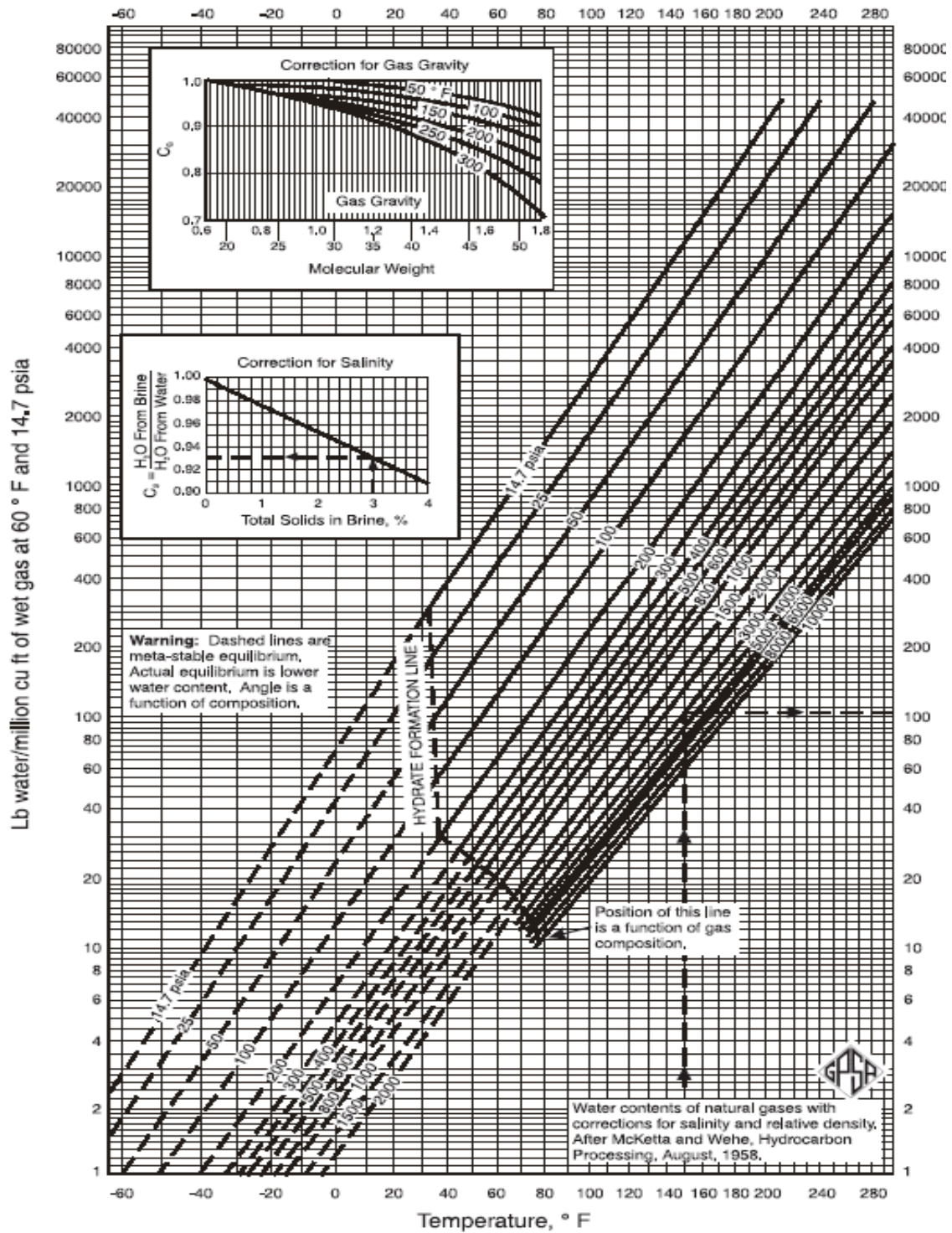


**Annexe 2:** Facteur de compressibilité en utilisant loi des états correspondants utilisant le facteur acentrique de Pitzer.

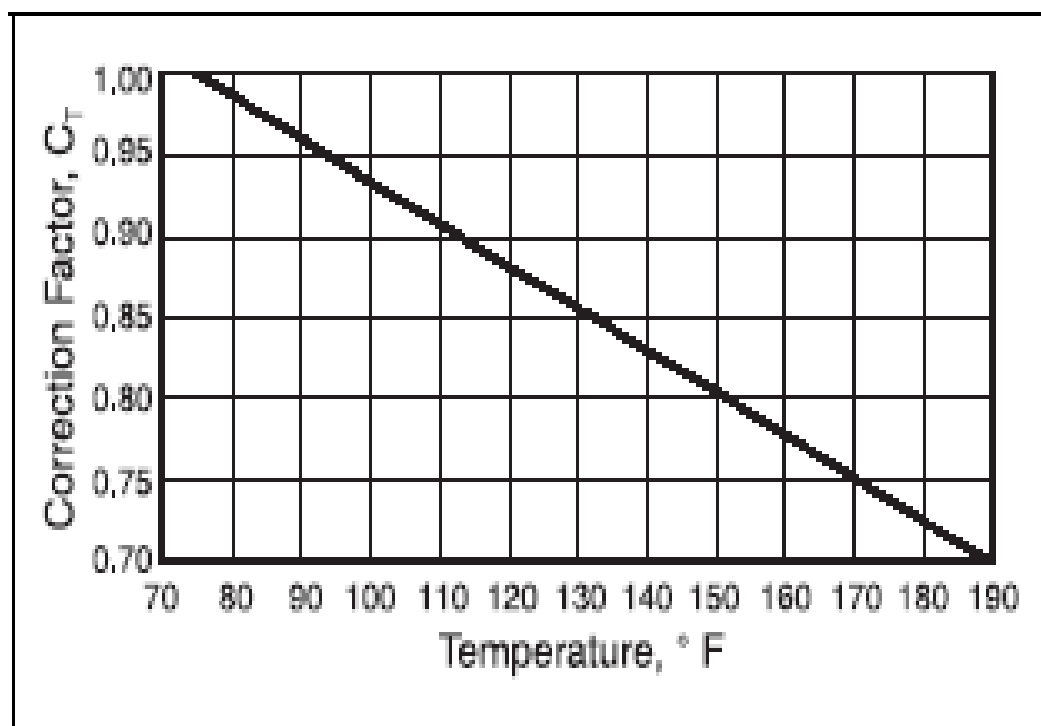
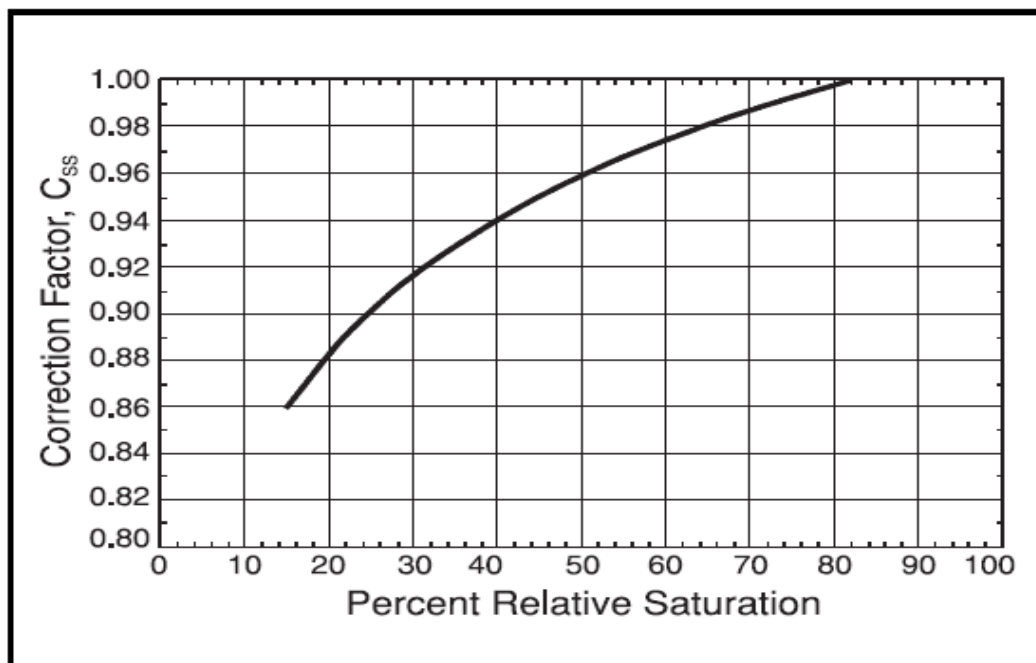




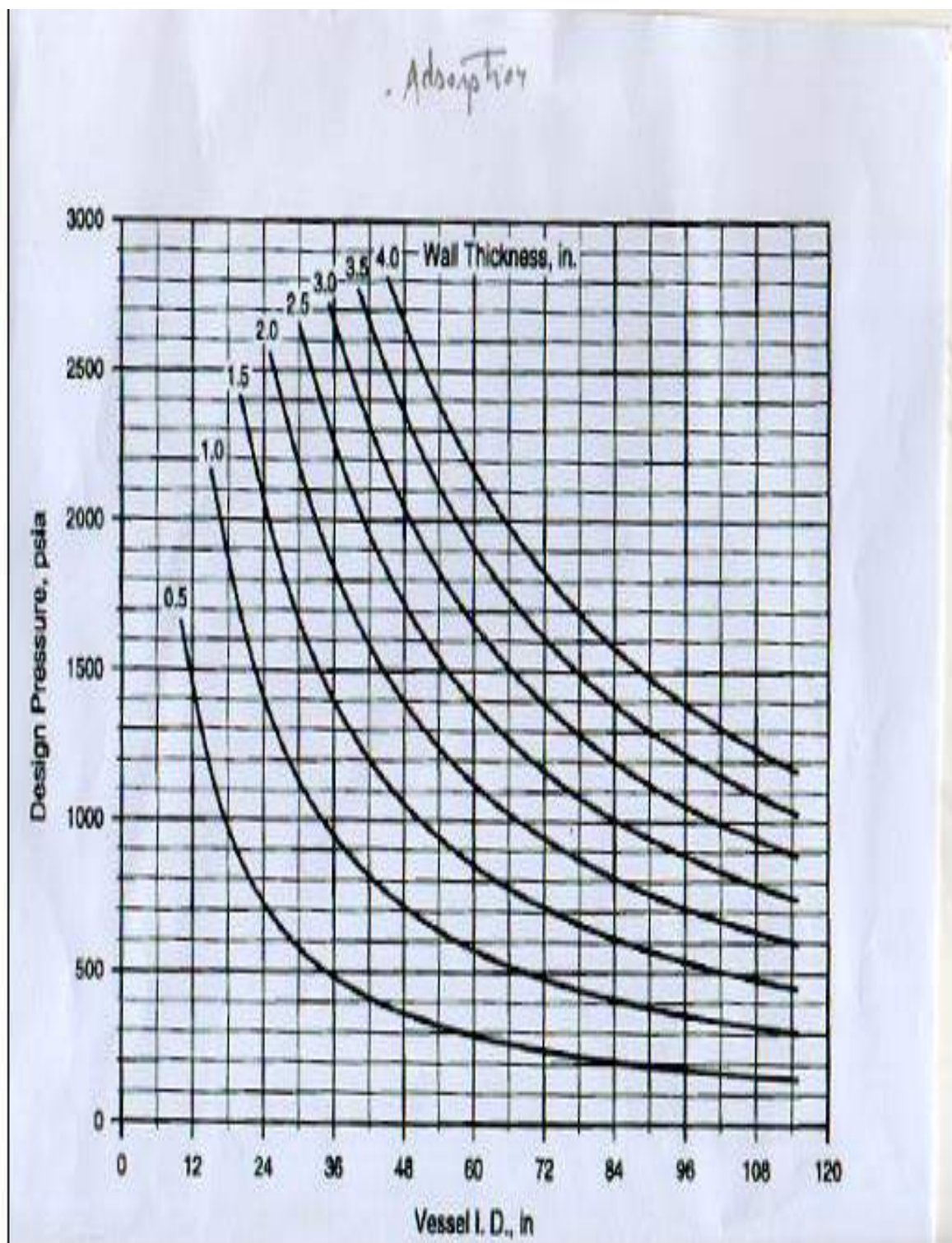
**Annexe 3 :** Détermination de la température de la formation d'hydrates en fonction de la densité et les compositions du gaz naturel (Bailey and Wickert).



Annexe 4 : Détermination de la teneur en eau en gaz naturel



**Annexe 5 :** Effet du taux d'humidité et de la température sur la capacité dynamique d'adsorption.



**Annexe 6 :** L'épaisseur de la colonne en acier en fonction de la pression et les dimensions de la colonne.



ABB Lummus Global B.V.

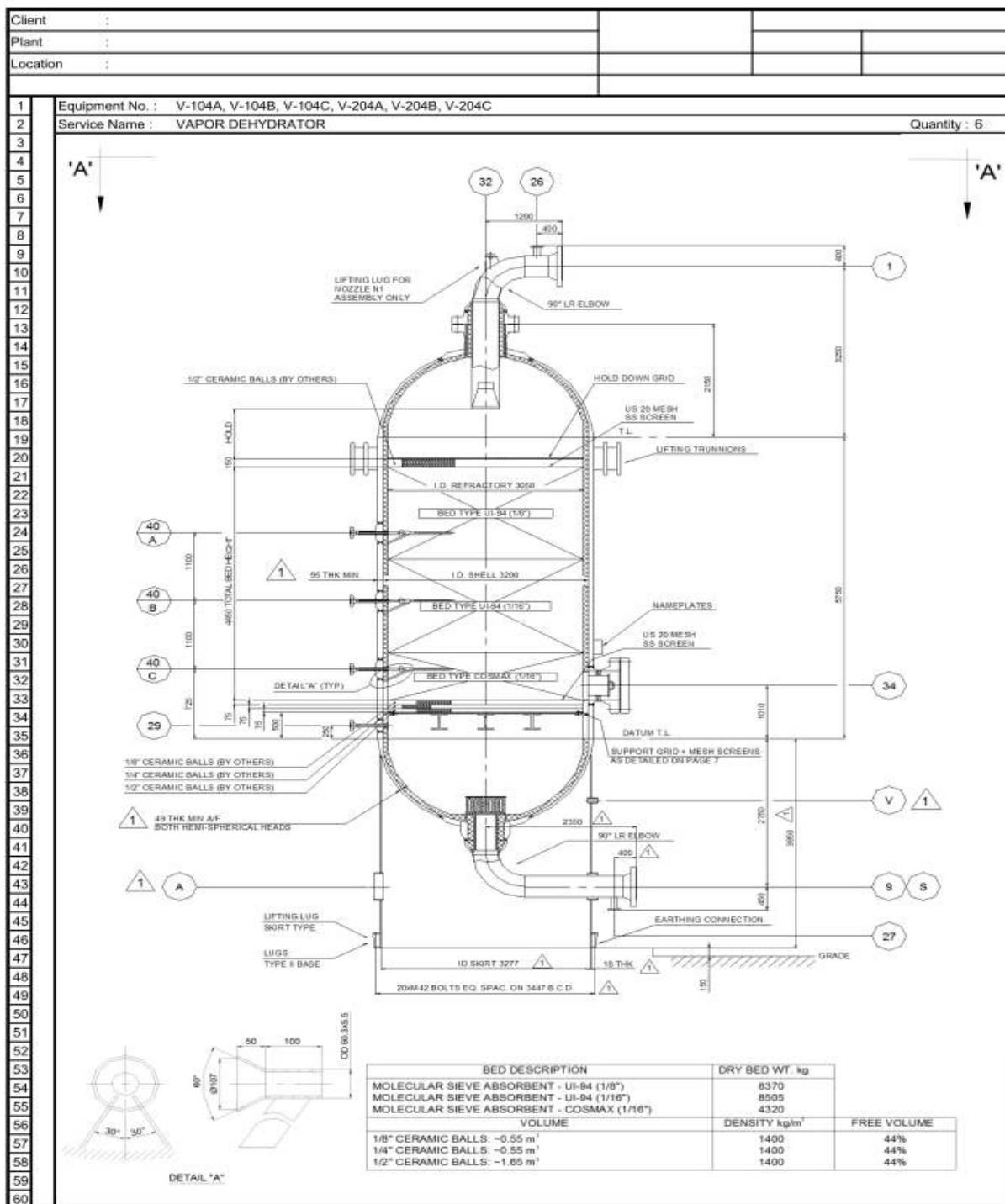
**HEAT AND MASS BALANCE**

Client	:			
Plant	:			
Location	:			
Case	:			
Area / Unit	:	100		
01			105	106
02	Stream number		105	106
03	Stream name		Dehydrator	Dehydrated
04			Feed gas	Gas from
05				V-104
06				
07				
08	Phase		Vapor	Vapor
09				
10	Components	Mol. Weight	0	Mol. %
11	H2O	18,02	0,09	0,00
12	N2	28,01	0,79	0,79
13	CO2	44,01	1,31	1,31
14	C1	16,04	80,37	80,44
15	C2	30,07	10,39	10,40
16	C3	44,10	4,31	4,32
17	IC4	58,12	0,75	0,75
18	NC4	58,12	1,03	1,03
19	IC5	72,15	0,36	0,36
20	NC5	72,15	0,27	0,27
21	NC6	86,18	0,22	0,22
22	NC7	100,20	0,08	0,08
23	NC8	114,23	0,03	0,03
24	NC9	128,26	0,01	0,01
25	NC10	142,28	0,00	0,00
26	NC11	156,31	0,00	0,00
27	C12+	190,50	0,00	0,00
28	H2S	34,08	0,00	0,00
29				
30	Totals		100,00	100,00
31				
32	General properties			
33	Total Mass Flow	kg/h	366331	366056
34	Total Molar Flow	kmol/h	17841,79	17826,53
35	Molecular Weight	kg/kmol	20,53	20,53
36	Temperature	°C	30,9	31,9
37	Pressure	bara	67,5	65,9
38	Total Enthalpy	kcal/kg	1140	1155
39				
40	Vapor properties			
41	Mass Flow	kg/h	366331	366056
42	Volume Flow	m <sup>3</sup> /h	5521,39	5708,61
43	Molecular Weight	kg/kmol	20,53	20,53
44	Density	kg/m <sup>3</sup>	68,35	64,12
45	Viscosity	cP	0,011	0,011
46	Specific Heat (Cp)	kcal/kg°C	0,653	0,646
47	Cp/Cv		1,603	1,585


Annexe 7 : Paramètres thermodynamique du gaz d'OHT données design ABB [9].



**DATA SHEET - VESSEL/COLUMN/REACTOR**



**Annexe 8** : Données design ABB de conception du V104 A/B/C.

ABB Lummus Global B.V.							
HEAT AND MASS BALANCE							
Client	:						
Plant	:						
Location	:						
Case	:						
Area / Unit	:	100					
01							
02	Stream number			172		173	
03	Stream name			Regeneration		Regeneration	
04				Gas		Gas	
05				to V-104		from V-104	
06							
07							
08	Phase			Vapor		Vapor	
09							
10	Components	Mol. Weight		Mol. %		Mol. %	
11	H2O	18,02		0,00		14,95	
12	N2	28,01		0,84		0,71	
13	CO2	44,01		1,40		1,19	
14	C1	16,04		85,69		72,88	
15	C2	30,07		10,98		9,34	
16	C3	44,10		1,05		0,89	
17	IC4	58,12		0,02		0,02	
18	NC4	58,12		0,02		0,02	
19	IC5	72,15		0,00		0,00	
20	NC5	72,15		0,00		0,00	
21	NC6	86,18		0,00		0,00	
22	NC7	100,20		0,00		0,00	
23	NC8	114,23		0,00		0,00	
24	NC9	128,26		0,00		0,00	
25	NC10	142,28		0,00		0,00	
26	NC11	156,31		0,00		0,00	
27	C12+	190,50		0,00		0,00	
28	H2S	34,08		0,00		0,00	
29							
30	Totals			100,00		100,00	
31							
32	General properties						
33	Total Mass Flow	kg/h		16548		19388	
34	Total Molar Flow	kmol/h		900,00		1058,15	
35	Molecular Weight	kg/kmol		18,39		18,33	
36	Temperature	°C		275,0		175,0	
37	Pressure	bara		69,0		66,7	
38	Total Enthalpy	kcal/kg		3883		4036	
39							
40	Vapor properties						
41	Mass Flow	kg/h		16548		19388	
42	Volume Flow	m <sup>3</sup> /h		601,17		662,63	
43	Molecular Weight	kg/kmol		18,39		18,33	
44	Density	kg/m <sup>3</sup>		27,53		34,48	
45	Viscosity	cP		0,018		0,015	
46	Specific Heat (Cp)	kcal/kg°C		0,721		0,634	
47	Gp/Cv			1,212		1,388	

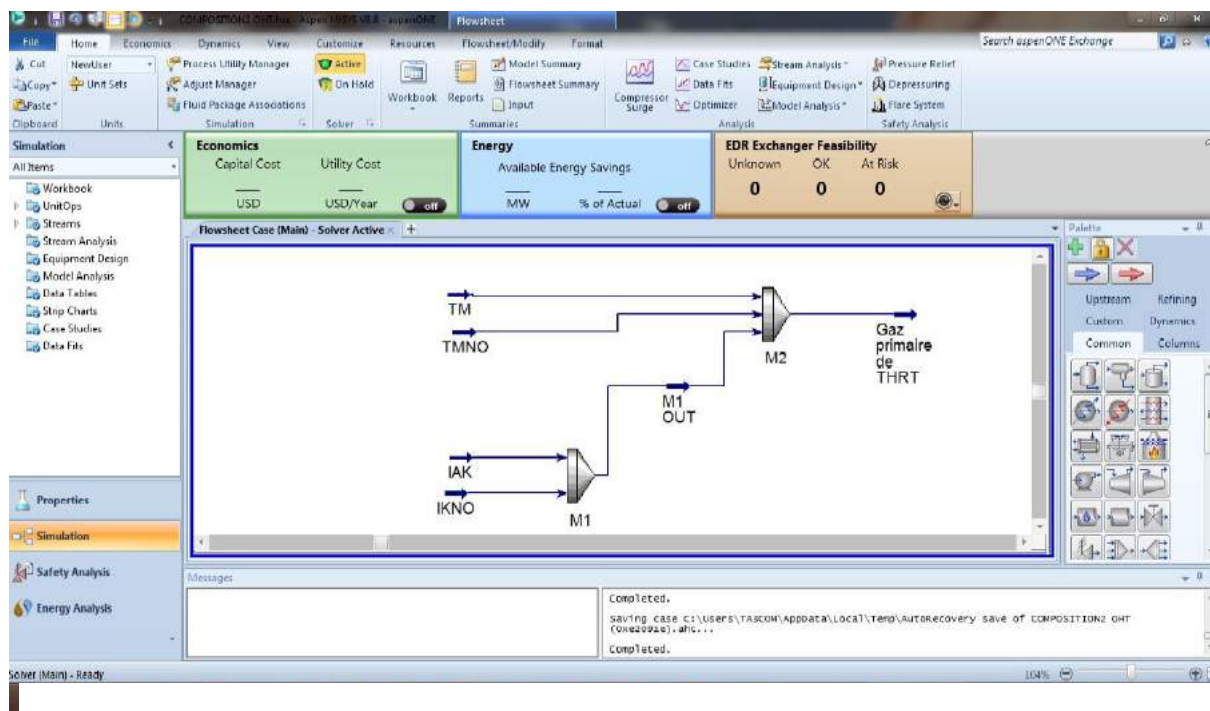
Annexe 9 : Paramètres thermodynamique du gaz d'OHT données design ABB [8].

	Gaz d'alimentation de V104		Gaz de régénération vers V104	
	Actuel (OHT)	design (OHT)	actuel	design
Compositions	%mol	%mol	%mol	
H2O	0,0700	0,09	0,0000	0,00
Nitrogen	0,7298	0,08	0,0076	0,84
CO2	2,3000	1,31	0,0257	1,40
Methane	82,6203	80,37	0,8600	85,69
Ethane	9,2226	10,39	0,0966	10,98
Propane	3,0213	4,31	0,0095	1,05
i-Butane	0,4910	0,75	0,0003	0,02
n-Butane	0,7186	1,03	0,0002	0,02
i-Pentane	0,2491	0,36	0,0000	0,00
n-Pentane	0,1868	0,27	0,0000	0,00
n-Hexane	0,1520	0,22	0,0000	0,00
n-Heptane	0,0628	0,08	0,0000	0,00
n-Octane	0,0208	0,03	0,0000	0,00
n-Nonane	0,0000	0,01	0,0000	0,00
n-Decane	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C11	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C12	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C13	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C14	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C15	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C16	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C17	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C18	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C19	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C20	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C21	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C22	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C23	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C24	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C25	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C26	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C27	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C28	0,0000	0,00	0,0000	0,00
n-C29	0,0000	0,00	0,0000	0,00
Vapor Fraction	1,0000	1,00	1,0000	1,00
Temperature [C]	23	30,90	275,0000	275,00
Pressure [bar_g]	55,8065	66,49	58,9000	67,99
Mass Flow [tonne/h]	140,44	366,331	18,0000	16,55

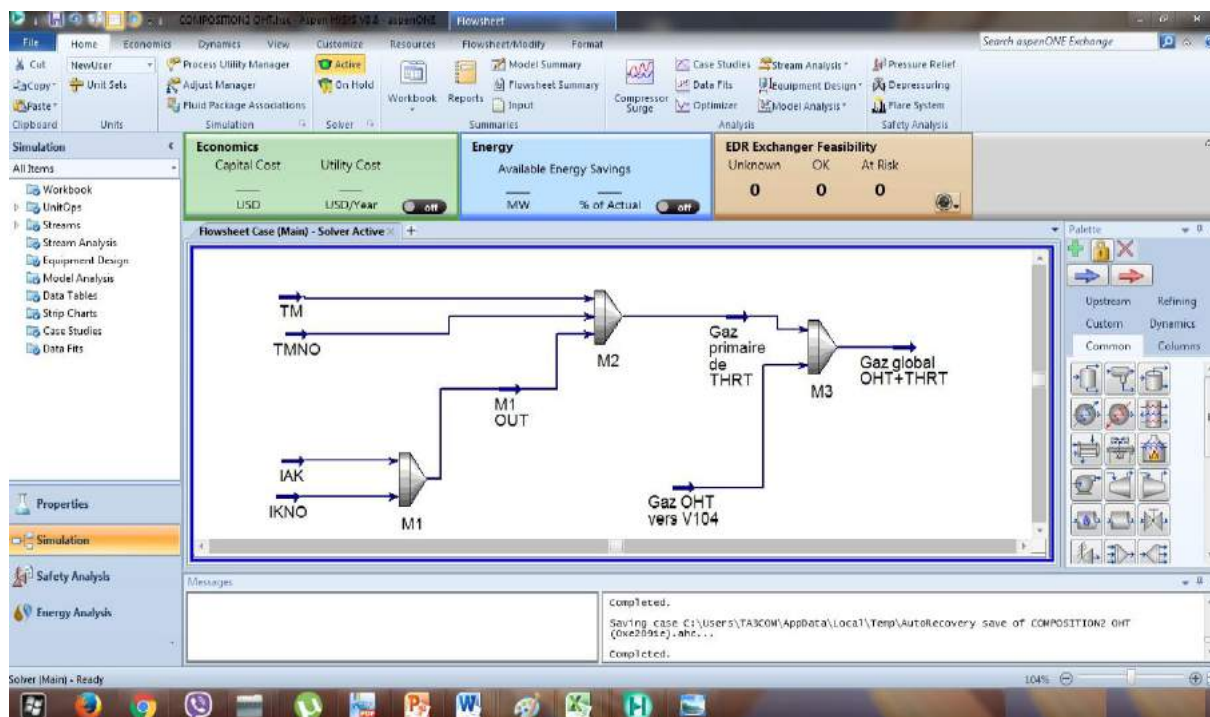
Annexe 10 : Paramètres thermodynamique actuel du gaz d'Ohanet.







Annexe 12 : Réseau de collecte du gaz primaire de Tihert.



Annexe 13 : Raccordement du gaz primaire de THRT avec celui d'OHT.

Stream Name	Gaz primaire de THRT	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	0,961598363	0,961598363	3,84E-02
Temperature [C]	22,01359344	22,01359344	22,01359344
Pressure [kPa]	5681,975	5681,975	5681,975
Molar Flow [kgmole/h]	9760,809118	9385,97807	374,8310473
Mass Flow [kg/h]	216904,4968	189816,1006	27088,39621
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	588,0934819	544,2821265	43,81135539
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-94194,98737	-90703,08588	-181634,1444
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	150,7432869	150,9818256	144,7701466
Heat Flow [Btu/hr]	-871441142,7	-806911762	-64529380,67
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	229801,5869	221134,7249	42,55702484

Compositions	Mole fractions
H2O	0
Nitrogen	1,09E-02
CO2	3,71E-02
Methane	0,797359493
Ethane	8,01E-02
Propane	3,29E-02
i-Butane	7,02E-03
n-Butane	1,01E-02
i-Pentane	4,82E-03
n-Pentane	3,02E-03
n-Hexane	4,43E-03
n-Heptane	3,76E-03
n-Octane	2,03E-03
n-Nonane	1,83E-03
n-Decane	1,27E-03
n-C11	9,17E-04
n-C12	6,26E-04
n-C13	4,71E-04
n-C14	3,34E-04
n-C15	2,34E-04
n-C16	1,66E-04
n-C17	1,29E-04
n-C18	1,02E-04
n-C19	8,45E-05
n-C20	6,38E-05
n-C21	5,10E-05
n-C22	4,09E-05
n-C23	3,45E-05
n-C24	2,52E-05
n-C25	2,05E-05
n-C26	1,81E-05
n-C27	1,78E-05
n-C28	1,41E-05
n-C29	1,41E-05

Stream Name	Gaz primaire de THRT
Molecular Weight	22,22197916
Molar Density [kgmole/m3]	2,881376418
Mass Density [kg/m3]	64,02988673
Mass Entropy [kJ/kg-C]	6,783522107
Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	55,10787025
Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,479881285
Mass Exergy [kJ/kg]	423,6833093
Specific Heat [kJ/kgmole-C]	55,10787025
Std. Ideal Liq. Mass Density [kg/m3]	368,8265616
Act. Liq. Flow [m3/s]	1,20E-02
Z Factor	0,82
Cp/(Cp - R)	1,177680897
Cp/Cv	1,474281778
Heat of Vap. [kJ/kgmole]	20616,64087
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	229801,5869
Molar Volume [m3/kgmole]	0,347056356
Viscosity $\mu$ [cP]	0,0129

**Annexe 14:** Propriétés thermodynamique de charge primaire de Tinhert vers l'unité de traitement de gaz d'Ohanet obtenues par simulation HYSYS V8.8



Compositions	Mole fractions	Stream Name	Charge globale vers V104
H2O	2,95E-04	Vapour / Phase Fraction	0,978154251
Nitrogen	9,41E-03	Temperature [C]	22,29147976
CO2	3,12E-02	Pressure [kPa]	5681,975
Methane	0,810035725	Molar Flow [kgmole/h]	16835,04118
Ethane	8,52E-02	Mass Flow [kg/h]	357348,215
Propane	3,18E-02	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-90928,26707
i-Butane	6,13E-03	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	150,9887784
n-Butane	8,88E-03	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	396471,5139
i-Pentane	3,85E-03	Molecular Weight	21,22645327
n-Pentane	2,55E-03	Molar Density [kgmole/m3]	2,846239666
n-Hexane	3,20E-03	Mass Density [kg/m3]	60,41557327
n-Heptane	2,43E-03	Act. Volume Flow [m3/h]	5914,83612
n-Octane	1,26E-03	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,512859275
n-Nonane	1,06E-03	Z Factor	0,82
n-Decane	7,34E-04	Cp/(Cp - R)	1,184661021
n-C11	5,31E-04	Cp/Cv	1,508064885
n-C12	3,63E-04	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m3/h]	396471,5139
n-C13	2,73E-04	Viscosity [cP]	0,0129
n-C14	1,94E-04	Cv (Semi-Ideal) [kJ/kgmole-C]	45,02476998
n-C15	1,35E-04	Mass Cv (Semi-Ideal) [kJ/kg-C]	2,121163126
n-C16	9,61E-05	Cv [kJ/kgmole-C]	35,36922749
n-C17	7,45E-05	Mass Cv [kJ/kg-C]	1,666280609
n-C18	5,91E-05		
n-C19	4,90E-05		
n-C20	3,70E-05		
n-C21	2,96E-05		
n-C22	2,37E-05		
n-C23	2,00E-05		
n-C24	1,46E-05		
n-C25	1,19E-05		
n-C26	1,05E-05		
n-C27	1,03E-05		
n-C28	8,20E-06		
n-C29	8,17E-06		

**Annexe 15** : Propriétés thermodynamique de charge globale entrante à la colonne d'adsorption V104 A/B/C obtenues par simulation HYSYS V8.8.

**Résumé :**

Le gaz naturel subit plusieurs traitements avant son expédition, parmi ces traitements on rencontre la déshydratation. Au sein de complexe de gaz d'Ohanet la déshydratation se fait sur tamis moléculaire, c'est la méthode la plus rentable en cas de fort débit de gaz à des faibles concentrations en eau, Le complexe de gaz d'Ohanet est conçu pour traiter 20 millions Sd.m<sup>3</sup>/ jour. Actuellement il est à 5 millions Sd.m<sup>3</sup>/jour, environ 25% de sa capacité design. Donc, SONATRACH a décidé de raccorder une nouvelle charge à cette usine depuis le gisement Tinhert. Notre étude concerne la première phase de ce raccordement, appelée phase de gaz primaire, Cette phase a une charge de 5.15 millions Sd.m<sup>3</sup> / jour de gaz naturel, la charge totale reste dans la capacité design d'usine, Dans ce qui suit, nous allons fixer les nouveaux cycles d'adsorption et de régénération des déshydrateurs V104 A/B/C de la section de déshydratation d'Ohanet, adéquate à la nouvelle charge lors de la première phase de raccordement. Pour cela, D'abord on a convergé notre méthode de calcul avec le cas design, ensuite on a simulé la composition et les paramètres thermodynamiques de cette nouvelle charge avec ASPEN HYSYS V8.8, Enfin, on a calculé et optimisé les cycles d'adsorption et de régénération correspondantes au raccordement primaire. pour une meilleure exploitation et conserver la durée de vie de tamis moléculaire il est nécessaire de travailler à une durée de cycle plus longue

**Mots clés :** Déshydratation, tamis moléculaire, cycles d'adsorption et de régénération, sécheur

**Abstract :**

Natural gas undergoes several treatments before shipment, among these treatments we find dehydration. In Ohanet's gas complex, In Ohanet's gas complex, dehydration is carried out on a molecular sieve, it is the most cost-effective method in case of high gas flow at low water concentrations, The Ohanet gas complex is designed to handle 20 million Sd.m<sup>3</sup>/day. Currently it is at 5 million Sd.m<sup>3</sup>/day, about 25% of its design capacity. So, SONATRACH decided to connect a new load to this factory from the Tinhert deposit. our study concerns the first phase of this connection, called the primary gas phase. This phase has a load of 5.15 million Sd.m<sup>3</sup>/day of natural gas, the total load remains within the design capacity of the factory. In the following, we will set the new adsorption and regeneration cycles of the V104 A/B/C dehydrators in the Ohanet dewatering section, suitable for the new load in the first connection phase. for it first we converged our calculation method with the design case, then, the composition and the thermodynamic parameters of this new load were simulated with ASPEN HYSYS V8.8. Finally, we calculated and optimized the adsorption and regeneration cycles corresponding to the primary connection. for better use and to maintain the life of the molecular sieve, it is necessary to work at a longer cycle time

**Keywords:** Dehydration, molecular sieve, adsorption and regeneration cycles, dry