



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET  
POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



UNIVERSITE ECHAHID HAMMA LAKHDAR - EL OUED  
FACULTÉ DES TECHNOLOGIES  
Département De Génie de Procédé et de la Pétrochimie

Mémoire de Fin D'étude  
Présenté pour l'obtention du Diplôme de

## MASTER ACADEMIQUE

Domaine : **Science et technologie**  
Filière : **Industries pétrochimiques**  
Spécialité : **Génie Pétrochimie**

Présenté par :

Adham Abdullah Ahmed Qaid  
Hani Essam Sarhan Dail  
Chaima Chettouh

### Thème

**Etude bibliographique sur la  
déshydratation du gaz naturel**

Soutenu le : 17-06-2021

Mr. Boughezal AbdEslam  
M<sup>me</sup>. Lami Nassima  
Mr. Oucif Khaled Med Tayeb

Devant le jury :

Président  
Examineur  
Encadreur

Université d'EL-OUED  
Université d'EL-OUED  
Université d'EL-OUED

Promotion Juin 2021

# إهداء

(وقل إعملوا نفسيرى الله عملكم ورسواله والمؤمنون)  
صدق الله العظيم

الحمد لله الذي بنعمة تتم الصالحات وأحمد الله عز وجل على منه وعونه فله الحمد أولاً وأخيراً.

أهدي تخرجي :

إلى من أحمل إسمه بكل فخر وأعيش على مبادئه بكل عز(أبي الغالي) سندي وقوتي وفخري ومعلمي من لأ توفيه الكلمات والحروف الى من رضا الله من رضاه وما توفيتي وسر نجاحي إلا بدعائه فلن يفي اي كلام ولن تنصف الكلمات قدره العالي دمت بخير وصحة وعافيه وأطال الله في عمرك.

إلى من وضع الله الجنه تحت أقدامها الذي كانت سر نجاحي بدعائها (أمي الغالية) أسأل الله ان يسعد قلبها ويحفظها ويرزقها الصحة والعافيه والعمر الطويل.

إلى الباقي في قلبي الخالد في عالمي إلى الروح الطاهرة التي صعدت إلى جوار ربها إلى العشق المقدس الملاك الطاهر إلى السراج الذي لا ينطفئ نوره أبداً إلى مثلي الأعلى اخي العزيز والغالي الشهيد ضرار عليه رحمه الله تغشاه .

وإلى إخواني الاعزاء انتم السند الذي لا يميل ولا يهتز دتمم بخير والى أخواتي زهرات العطر ورياحين العمر والوجوه المشرقه.

إلى بلدي الأم ( اليمن السعيد ) مهد الحضارة وأصل العروبة إلى من أحمل فضلها على عاتقي إلى من تعاني ويلات الحروب أتمنى من الله أن يعيد لها الأمن والأمان والاستقرار و الازدهار وأن يجعلني ممن يساهمون في الرقي بما الي التطور في مواكبة العلم .

إلى بلدي الثاني بلد المليون ونصف المليون شهيد (الجزائر) و شعبها الذي استقبلني بكل حفاوة وتقدير أتمنى ان تبقى الجزائر شامخة وان يدسم الله عليها نعمة الأمن و الاستقرار.

ألى جميع معلمي من كان لهم الفضل في وصولي لهذه المرحلة . وأشكر جميع الاصدقاء والزملاء .

أدهم عبد الله احمد قائد

# إهداء

الى من يسعد قلبي بلقياها

الى روضة الحب التي تنبت ازكى الازهار

"امي"

الى رمز الرجولة والتضحية

الى من دفعني الى العلم وبه ازداد افتخار

"ابي"

الى من طال بهم الشوق ليجنوا ثمار صبرهم ويفرح بنتاج محصولهم

الى من اعطوني بدون مقابل واحبوني بلا حدود دلوني علي الطريق

"جدي وجدتي"

الى من هم اقرب اليّ من روعي

الى من شاركني حزن الام وبهم استمد عزّتي واصراري

"اخوتي"

الى من أنسني في دراستي وشاركني همومي

تذكراً وتقديراً

"اصدقائي"

والى زملائي و زميلاتي و من له فضل عليّ طيلة فترة دراستي

دائل هاني عصام سرحان

# Dédicace

Je dédie ce Mémoire de Master à :

À qui je porte votre nom avec fierté

"Mon cher père"

À ma sagesse et à ma connaissance

"Ma chère mère"

À mon Soutien et ma force et mon refuge après Dieu

"Mes chers frères"

À nos chers petits

"Mira Lamar, Mustafa, Siline"

A mes amis en particulier : " Salime, Zineb,Nour "

Aussi mes dédicaces à tous ceux qui m'ont aidé de  
Près ou de loin à réaliser ce travail.

Chettouh Chaima

## **Remerciement**

Avant tout nous tenons à remercier notre Dieu le tout puissant de nous avoir donné la foi, la force et le courage pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultant Mr. OUCIF KHALED MOHAMMED TAYEB pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses, Nos remerciement et reconnaissance vont à tous les enseignants l'université d'El-Oued pour le s'avoir qu'ils nous ont transmis durant notre.

Tous les enseignants du DEPARTEMENT DES GENIE DE PROCEDE & PETROCHIMIE.

Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

## Résumé :

Le gaz naturel est l'une des principales sources d'énergie, c'est un mélange de gaz composé de méthane, d'éthane, de propane, de butane et de certaines impuretés de carbone, d'eau et de dérivés du mercure. L'eau présent dans le gaz est la cause majeure de la formation d'hydrates et qui absorbe l'énergie et diminue la valeur thermique.

Pour éviter ces problèmes il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen de techniques de traitement appropriées.

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

- Absorption par un solvant physique (glycol...)
- Absorption par un solvant chimique (solution aux amines...)
- Adsorption (tamis moléculaire, gel de silice, charbon actif, alumine activé ...)
- Déshydratation du gaz naturel par membranes

**Mots clés :** gaz naturel, H<sub>2</sub>O, hydrates, Déshydratation.

## الملخص:

يعتبر الغاز الطبيعي من أهم مصادر الطاقة وهو عبارة عن خليط من الغازات حيث تتكون أساساً من الميثان، الإيثان، البروبان، البوتان، وبعض الشوائب كغاز الكربون، الماء و مشتقات الزئبق. حيث أن وجود الماء يعتبر سبب رئيسي لتشكيل الهيدرات ويعمل على امتصاص الطاقة الحرارية.

لتجنب هذه المشاكل من الضروري تقليل المحتوى المائي للغاز الطبيعي عن طريق تقنيات العلاج المناسبة.

يتم تجفيف الغاز الطبيعي من خلال أنواع مختلفة من العمليات:

- الامتصاص بواسطة مذيب فيزيائي (غليكول، وغيره)
- الامتصاص بواسطة مذيب كيميائي (محلول أمين، وغيره)
- الامتزاز (المنخل الجزيئي، هلام السيليكا، الكربون المنشط، الألومينا المنشط وغيره)
- تجفيف الغاز الطبيعي بواسطة الأغشية

**الكلمات المفتاحية:** الغاز الطبيعي، الماء، الهيدرات، تجفيف.

## Abstract:

Natural gas is one of the main sources of energy; it is a mixture of gases composed of methane, ethane, propane, butane, and certain impurities of carbon, water and derivatives of mercury. Water present in gas is the major cause of hydrate formation and which absorbs energy and decreases thermal value.

To avoid these problems it is necessary to reduce the water content of natural gas by means of suitable treatment techniques.

The dehydration of natural gas is carried out by different types of processes:

- Absorption by a physical solvent (glycol, etc.)
- Absorption by a chemical solvent (amine solution, etc.)
- Adsorption (molecular sieve, silica gel, activated carbon, activated alumina, etc.)
- Dehydration of natural gas by membranes

**Keywords:** natural gas, H<sub>2</sub>O, hydrates, Dehydration.

# Liste des figures

<b>Figure I.1:</b> les différents types de source géologique du gaz naturel	6
<b>Figure I.2 :</b> les différentes sources de gaz naturel	13
<b>Figure I.3 :</b> Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement conventionnel)	14
<b>Figure I.4 :</b> Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement non- conventionnel)	14
<b>Figure I.5 :</b> Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement de sables bitumineux)	15
<b>Figure I.6 :</b> Consommation de gaz naturel des quatre principaux consommateurs	16
<b>Figure I.7</b> Pays qui disent torchent la plupart des gaz	20
<b>Figure I.8:</b> Transformation et transport du gaz naturel	24
<b>Figure I.9 :</b> Chaîne de transport du gaz naturel par gazoduc	25
<b>Figure I.10 :</b> Chaîne de transport de GNL	25
<b>Figure I.11 :</b> Schéma de principe de la liquéfaction du gaz naturel	26
<b>Figure I.12 :</b> Principe de la liquéfaction du gaz naturel	26
<b>Figure II.1:</b> Schéma possible des opérations effectuées dans une usine de traitement de gaz	31
<b>Figure II.2:</b> Les étapes du procédé PRITCHARD	33
<b>Figure II.2:</b> Les étapes du procédé PRITCHARD	34
<b>Figure III.1 :</b> Les principaux sites de suintements froids (volcans de boue, zones de pockmarks) découverts et étudiés actuellement dans le monde	41
<b>Figure III.2 :</b> Exemple de structure d'un hydrate de méthane (CH <sub>4</sub> ) de type	43
<b>Figure III.3 :</b> Courbe de formation d'hydrates	46
<b>Figure III.4 :</b> Domaine de fonctionnement de l'ouvrage	47
<b>Figure III.5 :</b> Méthodes de déshydratation	50
<b>Figure III.6 :</b> Pré-déshydratation par abaissement de la température	51
<b>Figure III.7 :</b> Viscosité cinématique du TEG en fonction de la température	54

<b>Figure III.8:</b> Schéma de déshydratation par absorption TEG	56
<b>Figure III.9:</b> Schéma du processus de déshydratation par adsorption à variation de température	59
<b>Figure III.10 :</b> Cours de température typique pour la régénération TSA de 12 h de tamis moléculaires	60
<b>Figure III.11 :</b> Effet de l'adsorption en couches sur la durée de vie de l'adsorbant	62
<b>Figure III.12 :</b> Méthode de déshydratation utilisant l'effet JT et l'inhibition des hydrates	64
<b>Figure III.13 :</b> Déshydratation par membranes de perméation	65
<b>Figure III.14</b> Vue d'ensemble des zones adaptées à l'application de la méthode de déshydratation cible	67

# Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Composition approximative des APG	6
<b>Tableau I.2</b> : Propriétés physico-chimiques du GN	7
<b>Tableau I.3</b> : Pouvoir calorifique des principaux constituants du gaz naturel	8
<b>Tableau I.4</b> : Les propriétés physiques du gaz naturel	9
<b>Tableau I.5</b> : Composition types d'un gaz sec et d'un gaz humide ou à condensat	11
<b>Tableau I.6</b> : Exemples de compositions de gaz	12
<b>Tableau I.7</b> : Réserves prouvées de gaz naturel	15
<b>Tableau III.1</b> : Propriétés physico-chimiques du glycol	53
<b>Tableau III.2</b> : Viscosité cinématique du TEG en fonction de la température	54
<b>Tableau III.3</b> : Densité de TEG en fonction de la température	55
<b>Tableau III.4</b> : Comparaison des propriétés physiques des dessiccants utilisés pour la déshydratation du GN	58
<b>Tableau III.5</b> : Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption	63

## Listes d'abréviations

H<sub>2</sub>S : sulfure d'hydrogène

N<sub>2</sub> : Nitrogen (Azote )

CO<sub>2</sub> : Dioxyde de carbone

H<sub>2</sub>O : l'eau

He : l'hélium

SO<sub>2</sub> : dioxyde de soufre

CH<sub>4</sub> : méthane

C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> : l'éthane

APG : Gaz associés au pétrole

PC : pouvoir calorifique

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

GN : Gaz Naturel

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GPL ; Gaz de pétrole liquéfié

BP : briche petroleum

GNC : gaz naturel comprimé

la NOAA : National Oceanic and Atmospheric Administration

M.E.A : monoéthanolamine

D.E.A / DEOA: Diethanolamine

CNDG : Le Centre National de Dispatching Gaz

Dew point depression

CaCl<sub>2</sub> : Calcium dichloride

MEG : Mono-éthylène glycol

DEG : Di-éthylène glycol

TEG : Tri-éthylène glycol

TVR : tension de vapeur reid

TSA : d'adsorption modulée en température

PSA : adsorption modulée en pression

LB TSA : Layered Bed Temperature-Swing Adsorption

JT : Joule-Thompson

T<sub>dew</sub> : Dew Point Temperature .le point de rosée

BTEX : benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes

lb: Le pound est une unité anglosaxonne de masse : 1lb  $\approx$  0,4536 kg.

MMscf : (Million de Standard Cubic Feet, pieds cube standard) est une unité de volume très utilisé dans le domaine gazier. 1 scf correspond à 1 pied cube (ft<sup>3</sup>) aux conditions standards de température et pression (15 °C et 1 atm) : 1 ft<sup>3</sup>  $\approx$  0,0283 m<sup>3</sup>

# SOMMAIRE

Dédicace	I
Merci et appréciation	II
Index des formats	III
Index des tableaux	IV
Listes d'abréviations	V
Introduction générale	VI

## CHAPITRE I : Généralités sur le gaz naturel

I.Introduction	3
I.1.Définition de gaz naturel	3
I.2. Origines des constituants	4
I.2.1. Gaz bactérien ou biochimique	4
I.2.2. Gaz thermique	4
I.2.3. Gaz inorganique	4
I.3. Nature et caractérisation des différents types de gaz	4
I.3.1. Gaz humide	5
I.3.2. Gaz sec	5
I.3.3. Gaz à condensât	5
I.3.4. Gaz associé	5
I.4. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	7
I.4.1. Viscosité	7
I.4.2. Le pouvoir calorifique (PC)	8
I.4.3. La densité	9
I .4.4. Propriétés physiques	9
I.5. La composition du gaz naturel	10
I.6. Les sources du gaz naturel	12

I.6.1.Type de gisement conventionnel	14
I.6.2.Type de gisement non- conventionnel	14
I.6.3.Type de gisement de sables bitumineux	15
I.7.Gaz naturel dans le monde	15
I.7.1. Statistiques de production	16
I.8.Utilisation et valorisation du gaz naturel	17
I.8.1. Utilisation	17
I .8.2. Valorisation	18
I .9. Avantages et inconvénients du gaz naturel	18
I .9.1. Avantages	18
I .9.2. Inconvénient	18
I.10. Le torchage du gaz	19
I.10.1. Pourquoi torcher un gaz ?	19
I.10.2. Les pays qui torchent le plus de gaz	19
I.10.3. Alternatives au torchage	20
I.11. Spécifications technico-commerciales	21
I.11.1. Spécifications commerciales	21
I.11.2. Spécifications pour le transport	22
I.12. TRAITEMENT - TRANSFORMATION ET TRANSPORT DU GAZ NATUREL	23
I.12.1. TRANSPORT PAR GAZODUC	24
I.12.2. TRANSPORT PAR MÉTHANIER	25
I.12.2.1. PRINCIPALES ÉTAPES	25
I.12.2.2. LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL	25
I.12.2.3. MÉTHANIER	27
I.12.3. STOCKAGE CRYOGÉNIQUE DU GAZ NATUREL	27
I.12.3.1.Fonctionnement technique	27

I.12.3.2 Zone de présence ou d'application	29
--	----

## **CHAPITRE II : Traitement du gaz naturel**

II. Introduction	30
II.1. étapes du traitement	31
II.2. Procédé de traitement du gaz	32
II.2.1. Séparation des condensât	32
II.2. 1. 1. Le procédé PRITCHARD	32
II.2.1.2. Le procédé HUDSON	33
II.2.1.3. Le procédé mixte	34
II.2.1.4. Absorption des gaz acides par une solution d'amine	34
II.2.2. Fractionnement des hydrocarbures	35
II.2.3. Opérations de fractionnement et de purification	36
II.2.4. La déshydratation	36
II.2.5. Désacidification	36
II.3. Techniques du traitement du gaz naturel	37
II.4. Technique de réinjection	38
II.4.1. Objectif de la réinjection	38
II.4.2. Principe de réinjection	39

## **CHAPITRE III : Déshydratation du gaz naturel**

III.1. Introduction	40
III.2. Déshydratation du gaz naturel	40
III.3. Les hydrates du gaz naturel	40
III.3.1. Nature des hydrates	42

III.3.2. Conditions de formation	44
III.3.2.1. Présence d'eau liquide	45
III.3.2.2. Présence d'hydrocarbures légers	45
III.3.2.3. Réalisation de certaines conditions (P, T)	45
III.3.3. Prévention contre les hydrates	46
III.4. But de la déshydratation	48
III.5. Méthodes de déshydratation	49
III.5.1. Pré-déshydratation par refroidissement du gaz	50
III.5.2. Déshydratation par Absorption	51
III.5.2.1 Principe	52
III.5.2.2 Type d'absorbants	52
III.5.2.3 Déshydratation par Absorption avec T.E.G	53
III.5.2.3.1. Propriétés physico-chimiques du glycol	53
III.5.3. Déshydratation par adsorption	56
III.5.3.1. Généralités	56
III.5.3.2. Propriétés de l'adsorbant	57
III.5.3.3. Différents adsorbants	57
III.5.3.4. Caractéristiques de procédé	62
III.5.3.5. Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption	63
III.5.4. Condensation	63
III.5.5. Déshydratation par perméation gazeuse (membrane)	65
III.6. Comparaison des méthodes de déshydratation conventionnelles	66
III.6.1. Comparaison générale	66
III.7. Conclusion	67
Conclusion générale	
Référence	

# INTRODUCTION

## Générale

### Introduction générale

Le gaz naturel est une énergie d'utilisation souple, offrant des réserves abondantes et émettant moins de CO<sub>2</sub> que le pétrole pour une même quantité d'énergie dégagée. À ce titre, il joue un rôle important dans la transition énergétique en attendant le déploiement de nouvelles énergies à contenu moindre en carbone. Le gaz naturel permet d'aider à répondre à l'accroissement de la demande énergétique mondiale, tout en répondant aux besoins de respect de l'environnement.

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures qui contient certaines impuretés indésirables qui entraînent des problèmes, la chaîne de traitement du gaz naturel, depuis la tête de puits jusqu'à une utilisation commerciale, comporte plusieurs étapes successives qui vont dépendre de la nature du gaz (composition H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, COS, mercaptans, hydrocarbures lourds, aromatiques...), des conditions de disponibilité (température, pression, débit), de l'application visée (gaz naturel liquéfié ou non) et des spécifications imposées, du fait de l'application visée mais aussi variables selon les pays. Le choix des technologies est donc dépendant de critères techniques mais aussi de critères économiques.

Toutes ces étapes afin d'obtenir un produit final qui s'adapte aux normes de commercialisation. Parmi ces étapes, l'abaissement des températures permettant de séparer et récupérer les hydrocarbures lourds. Cette étape, très importante pose le problème de formation des hydrates ; cristaux de glace que forme l'eau avec certains composés du gaz naturel et de la corrosion des équipements et des canalisations ainsi que la diminution de la valeur thermique.

La détermination des conditions auxquelles ces hydrates se forment est d'une importance capitale afin de pouvoir fixer les paramètres de service de telle sorte à éviter leur formation.

Ce mémoire se compose de trois chapitres :

Des généralités sur le gaz naturel ont été présentées dans le premier chapitre et Le 2<sup>ème</sup> chapitre consacré quant à lui aux généralités sur le traitement du gaz naturel.

Quant au troisième et dernier chapitre, nous avons abordé les différents procédés de déshydratation du gaz naturel et le procédé le plus utilisé.

Enfin, il a été conclu que le processus d'élimination de l'eau du gaz naturel par le Glycol et Tamis moléculaire sont les plus courants.

# CHAPITRE I

**Généralités sur le gaz naturel**

## I. Introduction

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé aux torches. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, d'abord dans l'industrie, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final. [1]

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle dispose de nombreuses qualités d'abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, et des prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le traitement, le stockage, le transport, et la distribution. [1]

Le marché du gaz naturel est en croissance, avec une prévision d'une augmentation de la demande en gaz de 1,6 % pour le gaz naturel et de 3 % pour le gaz naturel liquéfié. Afin de répondre à cette demande, à un horizon 2035, les capacités de traitement à installer constituent un enjeu majeur pour les opérateurs gaziers et pour les fournisseurs de technologies. [1]

La croissance de la consommation gazière est liée en grande partie à son développement dans le secteur de la production d'électricité. Dans les prochaines années, les pays non OCDE du Moyen-Orient et de l'Asie, en particulier la Chine et l'Inde, pèseront particulièrement sur l'augmentation de la demande de gaz naturel. [2]

### I.1. Définition de gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal de 75 % à 95 % de méthane ( $\text{CH}_4$ ). [3.4.5.6] Etant donné qu'il contient ce dernier en grande proportion, ce qui lui confère un pouvoir calorifique et une combustibilité remarquable, Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure.

En plus d'un combustible, le gaz naturel est utilisé dans les industries de fabrication du ciment, du verre, de la céramique...etc. Il est considéré comme une matière première dans l'industrie pétrochimique, citons comme exemple le méthanol, l'ammoniac, les engrais...etc. [7]

## I.2. Les origines des constituants

Les différentes compositions du gaz sont dues à la diversité de ses origines ou d'autres termes de son gisement, On peut classer les gaz naturels selon leur origine en :

### I.2.1. Gaz bactérien ou biochimique :

Le mode de formation du gaz bactérien, est dû l'action des bactéries sur les débris organiques (animaux et végétaux) qui s'accumulent dans les sédiments. Le gaz formé est appelé gaz bactérien, biochimique ou organique.

L'action de ces bactéries conduit généralement la formation du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) qu'on trouve comme un constituant dans le gaz brut. Ce type de gaz où l'on trouve le soufre est dit gaz impropre ou bien gaz sale.

### I.2.2. Gaz thermique :

Les sédiments animaux et végétaux portés à des températures et des pressions élevées, Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, subissent une dégradation thermique qui donne à côté des hydrocarbures une légère gamme de composés non hydrocarbonés tels que :  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$ ...etc. La présence du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) dans ce gaz est rare ou négligeable. [7.8]

### I.2.3. Gaz inorganique :

Ce mode reste très secondaire, qui se forme au cours de formation des gaz hydrocarbures à faible proportion, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques.

## I.3. Nature et caractérisation des différents types de gaz

Le gaz naturel a plusieurs formes, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Malgré ce dernier, il est composé de méthane, ce qui entraîne la désintégration des organismes anciens.

En complément des différents types de gaz naturels cités ci-après, on peut aussi mentionner le biogaz (dit biométhane quand il a été nettoyé) ; un substitut renouvelable issu de la décomposition de biomasse, donc certains déchets de l'activité anthropique. Idéalement, le biogaz (renouvelable) aurait vocation dans le futur à se substituer au gaz naturel fossile (émetteur net de  $CO_2$ , participant au réchauffement climatique).

Les types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface, ce conduit à distinguer les cas suivants : [9]

### **I.3.1. Gaz humide :**

Au cours de la production dans les conditions de surface quand il y'aura des chutes de pression et/ou de température, action de bactéries anaérobies Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et / ou condensat) et est moins concentré que le méthane. Sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

### **I.3.2. Gaz sec :**

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique.

Un tel gaz doit être concentré un grand pourcentage de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ).

### **I.3.3. Gaz à condensât :**

Dans les conditions de production de ce gaz par condensation rétrograde., ce type de gaz forme une phase liquide (eau et / ou condensat) dans le réservoir, la phase condensée est plus riche en constituants lourds.

### **I.3.4. Gaz associé :**

Gaz associés au pétrole (APG) Se trouve généralement dans la couche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile). Le gaz dissous sera récupéré après la distillation atmosphérique du pétrole brut.

Historiquement, ce type de gaz a été libéré en tant que produit de rebut de l'industrie de l'extraction du pétrole. [10]

Appelé aussi gaz de torchère, Il est séparé directement lors de l'extraction du pétrole. Pendant longtemps, ce gaz était considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, que l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlant à l'air libre la plus grande partie du gaz produite en même temps que le pétrole. Il était considéré

comme un déchet, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

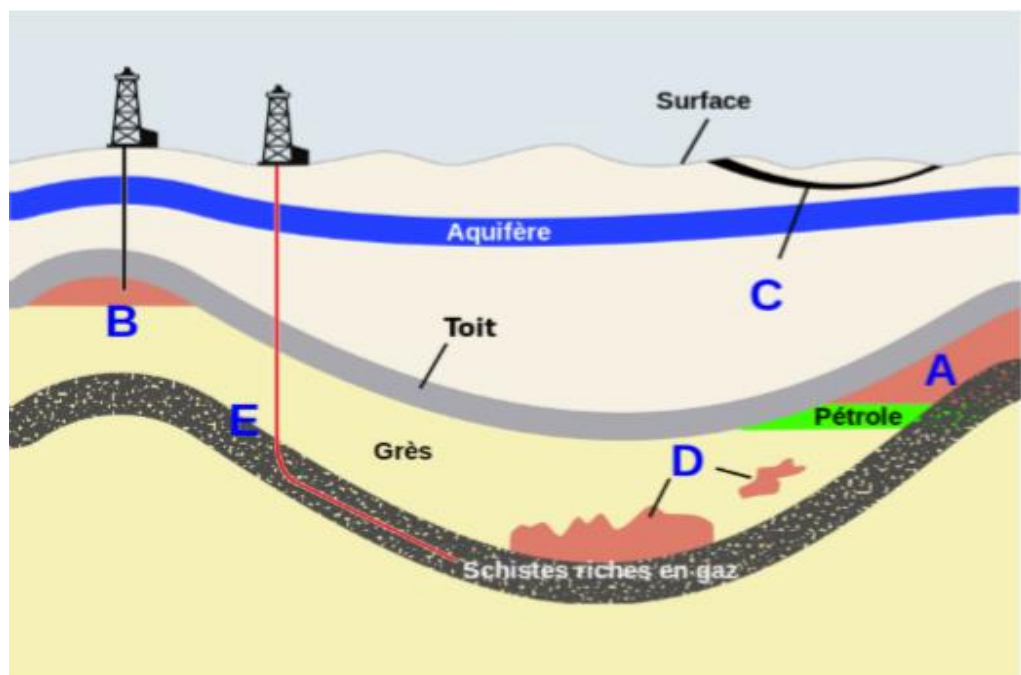
**Tableau I-1** Composition approximative des APG [11]

Constituant	Fraction volumique (%)	Fraction massique (%)
Méthane	81	60
Ethane	5.5	7.7
Propane	6.6	3.5
Butane	4.0	10.8
Pentane	1.4	4.8
Nitrogène	1.0	1.3
Dioxyde de carbone	0.17	0.33

La Banque mondiale estime que plus de 150 milliards de mètres cubes de ce gaz sont torchés ou évacués annuellement. Cette quantité de gaz représente environ 30,6 milliards de dollars et équivaut à 25 pour cent de la consommation annuelle de gaz des États-Unis ou à 30 pour cent de la consommation annuelle de gaz de l'Union européenne. [11]

Ce Schéma montre des différents types de source géologique du gaz naturel [12]

- A : Gaz naturel associé.
- B : Gaz sec.
- C : Gaz de couche (ou gaz de houille).
- D : Gaz de « réservoir ultracompact ».
- E:Gaz de schiste.



**Figure I.1:** Les différents types de source géologique du gaz naturel. [12]

#### I.4. Propriétés physico-chimiques du gaz naturel [7]

Le gaz naturel autant qu'une source d'énergie est l'une des matières premières qui ont permis la diffusion du progrès économique et social. A son stade d'exploitation, il doit être caractérisé par les propriétés suivantes : **Tableau I.2** Propriétés physico-chimiques du GN

Propriétés volumiques	Propriétés chimiques
<p><b>a) La masse volumique :</b> D'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en Kg /m<sup>3</sup>. Elle est fonction de la température et de la pression. En dehors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales et standards.</p> <p>Conditions normales : Température : 0 °C ; pression : 1 atm = 101325 Pa.</p> <p>Conditions standards : Température : 15 °C ; pression : 1 atm.</p> <p><b>d) Compressibilité d'un gaz sec :</b> Le cas d'un gaz sec est le plus simple, qui puisse être rencontré dans une étude de type PVT, la méthode utilisée consiste à placer un échantillon de gaz à étudier dans une cellule dont on fait varier le volume en déplaçant un piston de mercure. Le mercure est déplacé au moyen d'une pompe volumétrique, ce qui permet de connaître le volume de mercure introduit ou soutiré.</p>	<p>Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant composé essentiellement de méthane, sa forme gazeuse lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur [14], utilisé pour produire de l'énergie thermique. De nouvelles utilisations permettent de transformer cette énergie en énergie électrique ou en énergie mécanique. [15]</p> <p>Contrairement au gaz propane, le gaz naturel est plus léger que l'air. À l'air libre, il s'élève et se dissipe rapidement.</p> <p>Le gaz naturel est incolore 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. Le gaz naturel est une énergie très sécuritaire.</p> <p>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.</p>

**I.4.1. Viscosité** La connaissance de la viscosité des gaz et des condensats est nécessaire pour effectuer les calculs d'écoulement aux différents stades de la production et notamment pour connaître les pertes de charges.

### I.4.2. Le pouvoir calorifique (PC)

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de gaz, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique et à une température.

Le pouvoir calorifique s'exprime en joules par mètre cube ( $J/m^3$ ), il se divise en deux :

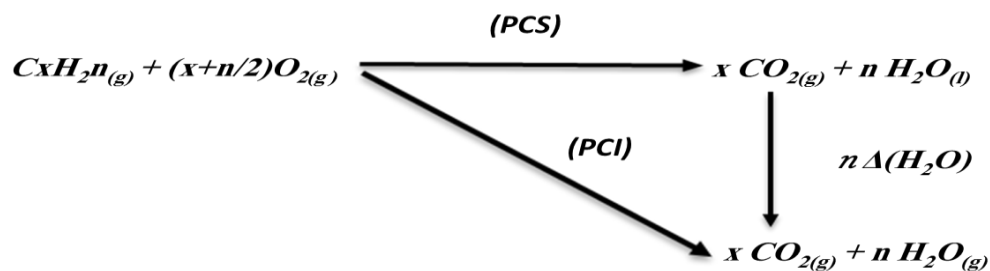
- Pouvoir calorifique supérieur (PCS) :

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide

- Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :

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

Pour trouver la relation liant le (PCS) au (PCI), on analyse le schéma réactionnel de combustion d'un hydrocarbure, en supposant que la combustion dégage (n) moles d'eau :



Puisque le (PCS) et le (PCI) sont des chaleurs dégagées, alors il est évident que :

$(PCS) < 0$  et  $(PCI) < 0$ . D'un autre coté on a :  $(\Delta H_v) > 0$ , alors d'après le schéma réactionnel ci-dessus il vient :  $(PCI) = (PCS) + n(\Delta H_v)_{(H_2O)}$  (I.1)

On peut écrire l'équation précédente d'une autre façon en utilisant l'enthalpie de condensation de l'eau au lieu de son enthalpie de vaporisation, or :  $\Delta H_{vap} = -(\Delta H_{cond})$ , alors il vient :

$$(PCS) = (PCI) + n(\Delta H_v)_{(H_2O)} \quad (I.2)$$

**Tableau I.3 :** Pouvoir calorifique des principaux constituants du gaz naturel [13].

Constituant	Formule Chimique	Mass molaire (Kg/ K mol)	Masse Volumique (kg/m <sup>3</sup> )	PCI (KJ/m <sup>3</sup> (n))	PCS (KJ/m <sup>3</sup> (n))
Méthane	CH <sub>4</sub>	16,043	0,7175	39 936	35 904
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	1,355	70 498	64 404
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	2,010	101 364	93 146

n-Butane	n -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,709	134 415	123 910
i -Butane	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	2,707	153 851	123 356
n-Pentane	n - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,150	3,51	172 189	159 045
Hexane	n- C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,177	4,31	210 226	194 445
n- Heptane	n- C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,200	5,39	261 390	242 007
Benzène	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78,114	3,83	162 219	155 582
Toluène	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	92,141	4,84	207 717	198 242
Hydrogène sulfuré	H <sub>2</sub> S	34,082	1,536	25 369	23 338

**I.4.3. La densité** La densité d'un gaz quelconque est définie comme étant le rapport d'une masse d'un volume du gaz sur la masse du même volume de l'air pris dans les mêmes conditions de pression et de température.

#### I .4.4. Propriétés physiques [14]

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau suivant :

**Tableau I.4** : Les propriétés physiques du gaz naturel [14]

Etat physique	Gaz
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un Produit odorant (Mercaptan pour la détection d'une fuite)
Masse molaire	16.7 g/mole
Densité de vapeur à 15 °C	0.58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0.72 g/cm <sup>3</sup>
Point de liquéfaction	109K
Point de solidification	88K
Solubilité dans l'eau	0.00023g/mole
% de substances volatiles par volume	100%
Conductivité thermique	300-330 (104 Wm <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> )
Viscosité dynamique	105-120 (107 Pa s )
Vitesse du son	400-445 (m s <sup>-1</sup> )
Indice de réfraction 10 <sup>-6</sup> (n-1) du gaz	400-480
Pouvoir calorifique du gaz	30-42 (MJ m <sup>-3</sup> )

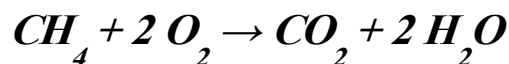
Indice de Wobbe	40-52 (MJ m <sup>-3</sup> )
Susceptibilité magnétique des gaz	-150 à -170 (10 <sup>-6</sup> unités EMCGS)
Constante diélectrique (10 <sup>-4</sup> (ε-1))	8 -9.5

-Toutes ces propriétés sont mesurables mais certaines nécessitent parfois un appareillage compliqué, voire très coûteux d'un point de vue industriel.

- Le méthane est inodore et coloré dans d'as conditions normale de température et de pression. Environ deux fois plus léger que l'air, il est explosif en milieu confiné (grisou). En milieu non confiné il se dilue dans l'air et s'échappe vers la haute atmosphère, et donc moins tendance à former des nuages explosifs que les gaz plus lourds que l'air (propane, butane) ; par contre c'est un gaz à effet de serre.

-La solubilité du méthane dans l'eau dépend beaucoup de la température et de la pression (il diminue avec l'une et augmente avec l'autre). (qui contient alors aussi du radon ainsi que du dioxyde de carbone et du dioxyde de soufre qui l'acidifient). Selon l'Ineris, une eau à 10°C initialement saturée en gaz de mine sous une pression de 10 bars (équivalente à 100 m de charge hydraulique), va perdre lors de sa détente environ 0,5 m<sup>3</sup> de méthane et 12 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> par m<sup>3</sup> d'eau.

- Le méthane est un combustible qui compose jusqu'à 90 % le gaz naturel. Son point d'auto-inflammation dans l'air est de 540 °C. La réaction de combustion du méthane s'écrit :



- La combustion du méthane à 25 °C libère une énergie de 39,77 MJ/m<sup>3</sup> (55,53 MJ/kg), soit 11,05 kWh/m<sup>3</sup> (15,42 kWh/kg).

- Le gaz naturel, est transporté par navires (méthaniers) à une température de -162°C. Un méthanier comportant plusieurs réservoirs, sa cargaison peut actuellement atteindre 154000 m<sup>3</sup> de GNL, Gaz Naturel Liquéfié. Les futurs méthaniers pourront transporter jusqu'à 260 000 m<sup>3</sup> de GNL. Le volume du méthane à l'état gazeux est égal à 600 fois son volume à l'état liquide, à pression atmosphérique.

## I.5. La composition du gaz naturel

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et la température. Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers il consiste principalement du méthane, de l'éthane, du propane,

des butanes et des pentanes. Les hydrocarbures en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> forment la fraction GPL (Gaz de pétrole liquéfié). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (C<sub>5</sub><sup>+</sup>) est appelée gazoline. Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides. Il contient (CO<sub>2</sub>), l'hélium (He), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), l'azote (N<sub>2</sub>), de faibles quantités d'hydrogène (H<sub>2</sub>) ou l'argon (A) et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic) [16]. La composition du gaz naturel n'est jamais la même. Il est considéré comme le principal composant et aussi comme un combustible propre. Il ne contient presque pas de soufre et ne produit pratiquement aucun dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>). Ses émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) sont plus faibles que celles du pétrole ou du charbon et celles de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) inférieures à celles des autres combustibles fossiles (selon Eurogas de 40 à 50% de moins que le charbon et de 25 à 30% de moins que le pétrole) [17].

**Tableau I.5** : Composition types d'un gaz sec et d'un gaz humide ou à condensat. [16]

Constituant	Gaz sec	Gaz humide ou gaz à condensat
Hydrocarbures :	%	%
• C <sub>1</sub>	70 – 98	50 – 92
• C <sub>2</sub>	1 – 10	5 – 15
• C <sub>3</sub>	Traces – 5	2 – 14
• C <sub>4</sub>	Traces – 2	1 – 10
• C <sub>5</sub>	Traces – 1	Traces – 5
• C <sub>6</sub>	Traces – 0.5	Traces – 3
• C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	0 – traces	Traces – 15
Non hydrocarbures :		
• N <sub>2</sub>	Traces – 15	Traces – 10
• CO <sub>2</sub>	Traces – 1	Traces – 4
• H <sub>2</sub> S	0 – traces	0 – 6
• He	0 – 5	0

Tous les hydrocarbures présents dans le gaz naturel appartiennent à la série des alcanes de formule générale : C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>.

Ci-dessous la composition de 04 gaz algériens des gisements différents :

Tableau I.6: Exemples de compositions de gaz [18]

Comp/Région	Hassi R'Mel	GTFT	In Amenas	Reggane
N <sub>2</sub>	5.56	1.71	0.545	0.72
CO <sub>2</sub>	0.2	1.41	4.000	5.3
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
C <sub>1</sub>	78.36	75.95	81.807	86.49
C <sub>2</sub>	7.42	10.30	7.521	05.10
C <sub>3</sub>	2.88	5.17	2.964	01.16
i-C <sub>4</sub>	0.62	0.61	0.546	00.13
n-C <sub>4</sub>	1.1	1.73	0.667	0.25
i-C <sub>5</sub>	0.36	0.39	0.279	0.08
n-C <sub>5</sub>	0.48	0.55	0.236	0.07
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.59	0.59	0.333	0.09
n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0.56	0.52	1.103	0.01
n-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0.45	0.39	0	0.06
n-C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0.37	0.22	0	0.07
n-C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0.27	0.17	0	0
n-C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0.24	0	0	0
n-C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0.57	0	0	0

## I.6. Les sources du gaz naturel

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures des roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement". Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. Il peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales". [17]

On distingue généralement trois types de gaz naturel [19] (Figure I.2) :

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

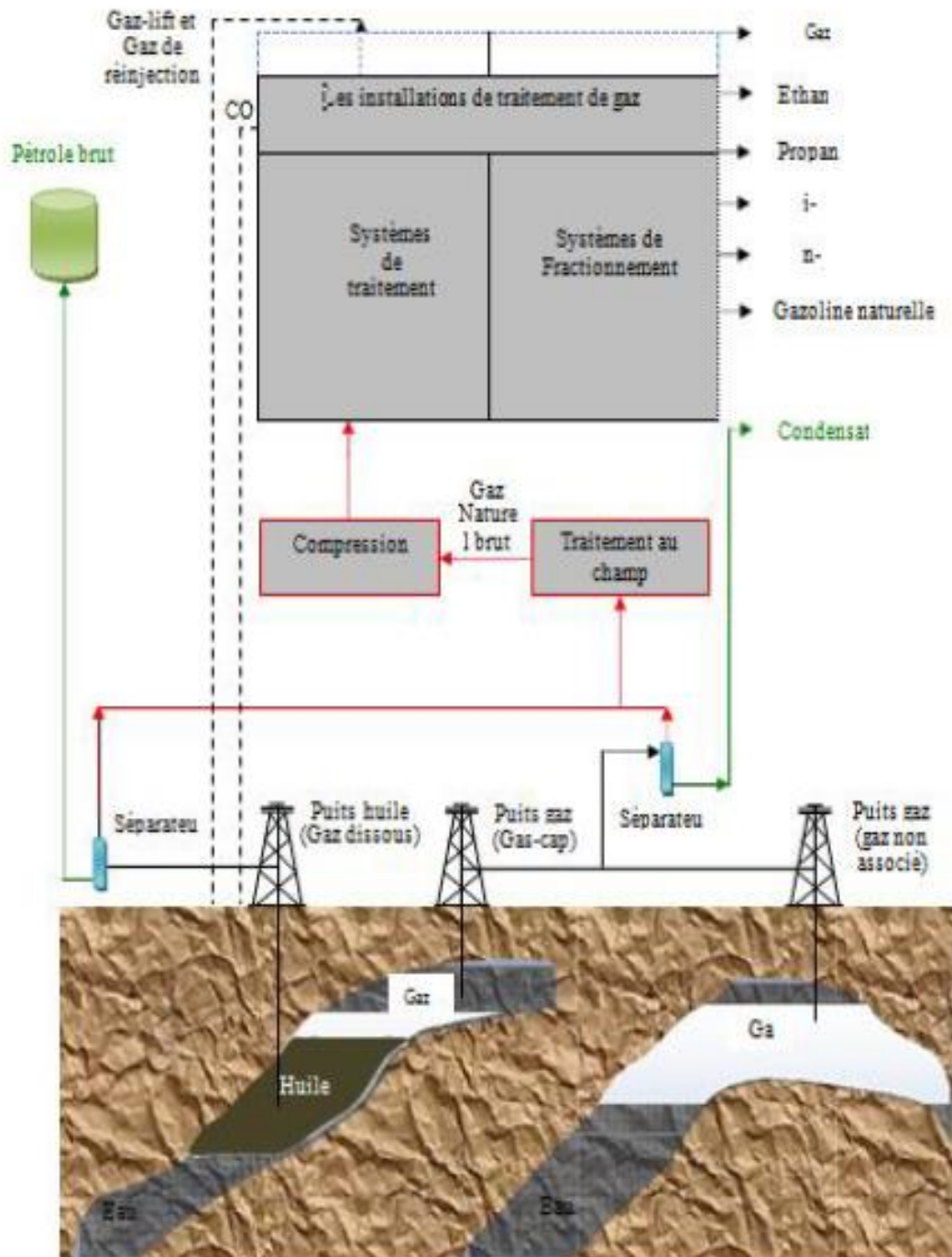
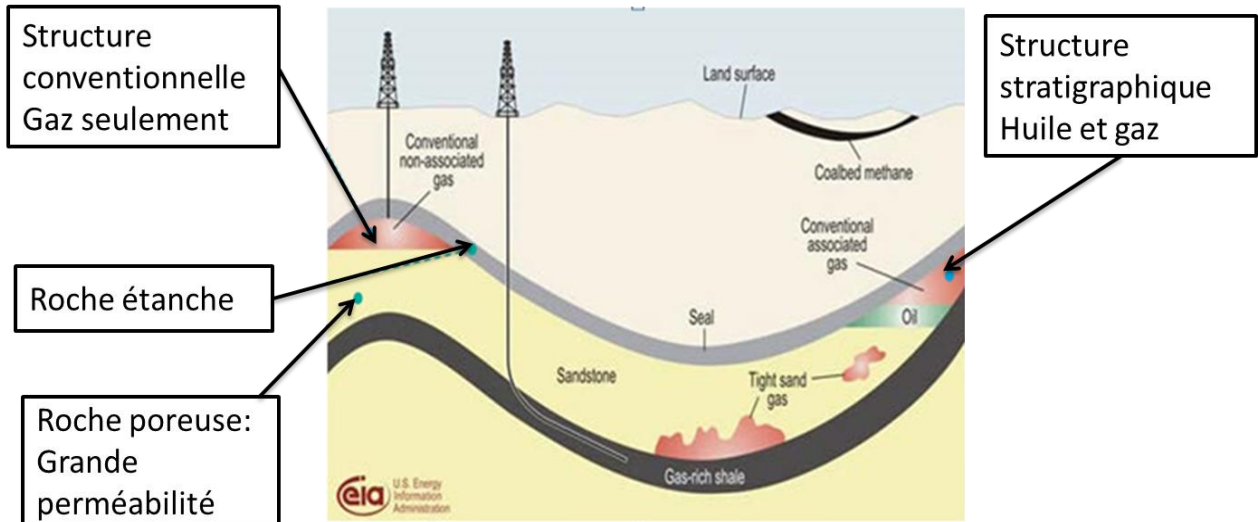


Figure I.2 : Les différentes sources de gaz naturel [19]

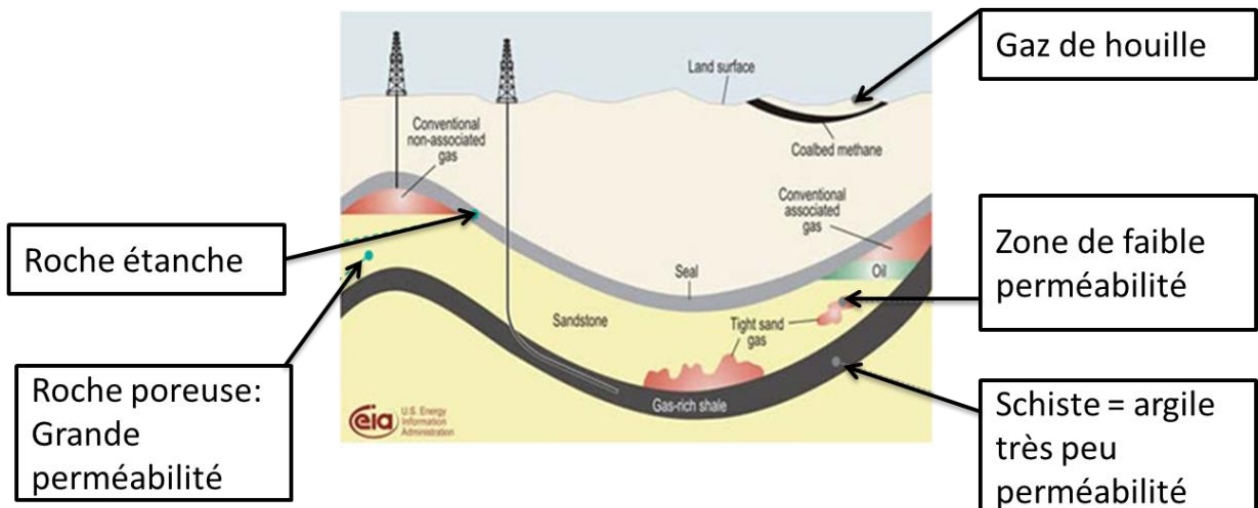
### I.6.1. Type de gisement conventionnel : [20]

Réservoir dans lequel un puits peut être foré, permettant au pétrole et au gaz de s'écouler naturellement ou d'être pompé à la surface.



**Figure I.3** : Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement conventionnel) [20]

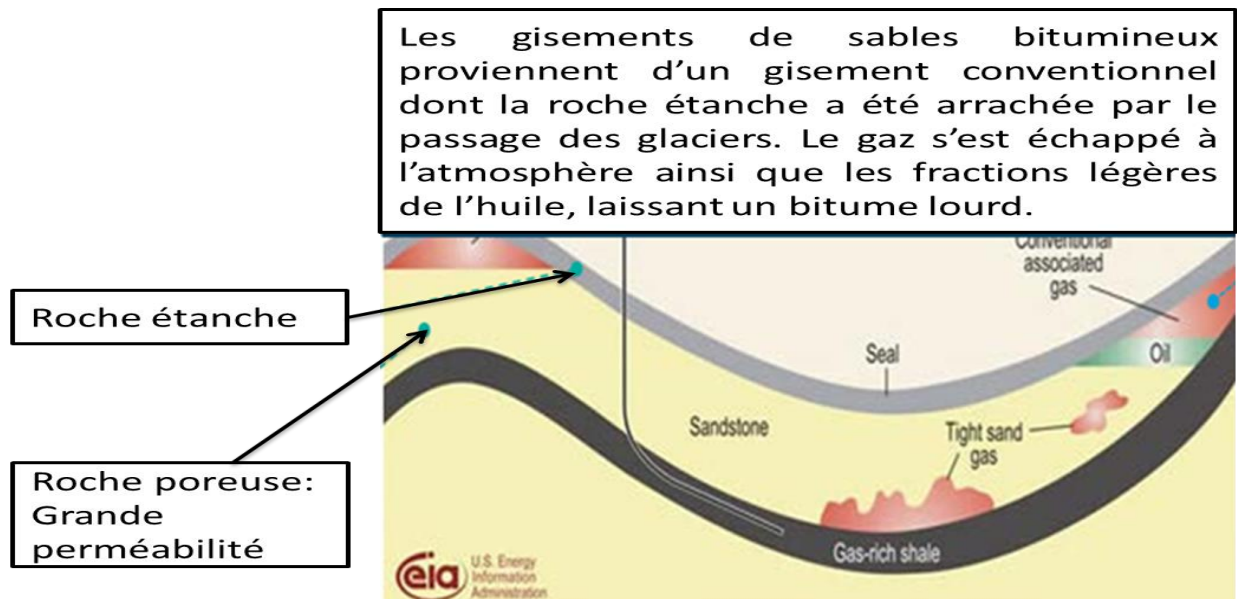
### I.6.2. Type de gisement non- conventionnel [20] :



**Figure I.4** : Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement non- conventionnel) [20]

Ressource gazière ou pétrolifère présente dans une roche de faible perméabilité ne permettant pas à ces produits de migrer naturellement.

### I.6.3. Type de gisement de sables bitumineux : [20]



**Figure I.5 :** Schéma géologique des sources de gaz naturel (gisement de sables bitumineux) [20]

## I.7. Gaz naturel dans le monde

Le gaz naturel représente aujourd'hui 24,2 % des énergies utilisées dans le monde. Soit 0,8 points de plus que l'année dernière. Les réserves, quant à elles, ne sont pas illimitées. [21]

Les réserves de gaz naturelles "prouvées" bien qu'ayant été sollicitées toute une année n'ont pas diminué. Au contraire, l'étude annuelle briche pétrole BP présenter ces chiffres montre que nous disposons aujourd'hui d'un stock de gaz naturel de 198,8 billions de m<sup>3</sup> de gaz naturel, soit 5,3 billions de plus que l'année dernière [22]. Le Moyen-Orient regroupe 38,0 % des réserves mondiales et les pays de l'ex-URSS 32,3 % .

**Tableau I.7:** Réserves prouvées de gaz naturel [22].

Rang 2019	Pays	1999 (Tm <sup>3</sup> )	2009 (Tm <sup>3</sup> )	2019 (Tm <sup>3</sup> )	% 2019
1	Russie	32,9	34,0	38,0	19,1 %
2	Iran	23,6	28,0	32,0	16,1 %
3	Qatar	11,5	26,2	24,7	12,4 %
4	Turkménistan	2,6	8,2	19,5	9,8 %
5	États-Unis	4,5	7,4	12,9	6,5 %
6	Chine	1,4	2,9	8,4	4,2 %
7	Venezuela	4,6	5,6	6,3	3,2 %
8	Arabie saoudite	5,8	7,4	6,0	3,0 %
8	Émirats arabes unis	5,8	5,9	5,9	3,0 %
10	Nigeria	3,3	5,0	5,4	2,7 %
11	Algérie	4,4	4,3	4,3	2,2 %

### I.7.1. Statistiques de production

En 2019, selon BP, la production mondiale de gaz naturel a atteint 3 989 Gm<sup>3</sup> (milliards de mètres cubes), en progression de 3,4 % par rapport à 2018. La production des États-Unis progresse de 10,2 % ; leur part de marché passe à 23,1 %, loin devant la Russie (17 %). [23]

Les statistiques de production gazière diffèrent selon les sources, car les modes de calcul peuvent ou non inclure le gaz associé brûlé en torchère, ou donner des volumes de gaz avant ou après séchage et extraction des contaminants, etc. Les données de l'Agence internationale de l'énergie sont un peu plus élevées que celles de BP, avec une production mondiale de 4 089 Gm<sup>3</sup> pour 2019 [24] contre 3 868 Gm<sup>3</sup> selon BP. La production, qui était de 1 224 Gm<sup>3</sup> en 1973, a progressé de 234 % en 46 ans [24]. La part du gaz naturel dans l'approvisionnement en énergie primaire était en 2018 de 22,8 % contre 26,9 % pour le charbon et 31,6 % pour le pétrole ; cette part a fortement progressé : elle n'était que de 16,0 % en 1973. [25]

En 2017, la production de gaz russe a bondi de 8 % et les États-Unis, d'importateur net sont devenus exportateur net.

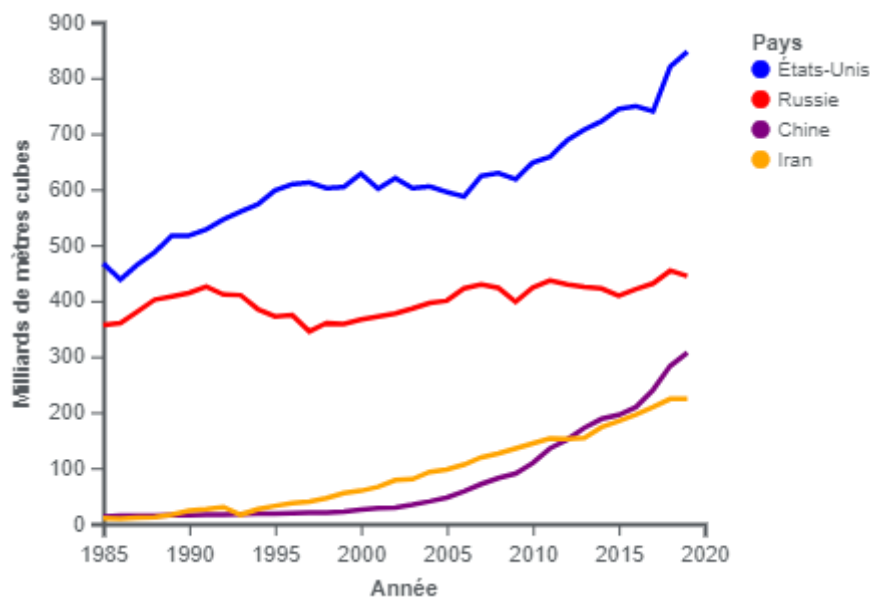


Figure I.6 : Consommation de gaz naturel des quatre principaux consommateurs [26]

## I.8.Utilisation et valorisation du gaz naturel

### I.8.1. Utilisation

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

- **Les utilisations domestiques :**

Les applications domestiques sont les principales débouchées du gaz naturel. Ce dernier peut être utilisé pour cuisiner, chauffer une maison ou la climatiser. Le fonctionnement des appareils ménagers au gaz naturel les rend plus économiques. Les frais d'exploitation du matériel fonctionnant au gaz naturel sont généralement plus faibles que ceux liés à d'autres sources d'énergie.

- **Production d'électricité :**

Au niveau mondial, plus de 20 % de l'électricité est produite à partir du gaz naturel, et cette part ne cesse d'augmenter. Les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son faible coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que les centrales utilisant d'autres combustibles fossiles. Les améliorations technologiques en matière de conception, d'efficacité et d'emploi de turbines à cycles combinés ainsi que de processus de cogénération encouragent le recours au gaz naturel dans les industries de production d'énergie.

- **Industrie automobile :**

Le gaz naturel peut être utilisé comme combustible pour les véhicules à moteur de deux manières:

- En tant que gaz naturel comprimé (GNC), qui est la forme la plus répandue ou en tant que gaz naturel liquéfié (GNL). On estime que les voitures utilisant ce type de combustible émettent 20 % de gaz à effet de serre en moins que les véhicules à essence ou diesel.

- **Piles à combustible :**

La pile à combustible est un dispositif électrochimique qui permet de combiner l'hydrogène et l'oxygène contenus dans l'air afin de produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Les piles

à combustible fonctionnent sans combustion. Elles ne polluent donc pratiquement pas. Une pile à combustible peut être utilisée à des rendements beaucoup plus élevés que les moteurs à explosion puisque le combustible est directement transformé en électricité et qu'elle produit plus d'énergie à partir de la même quantité de combustible. La pile à combustible ne possède aucune pièce mobile, ce qui en fait une source d'énergie relativement silencieuse et fiable. Le gaz naturel est un des multiples combustibles à partir desquels les piles à combustible peuvent fonctionner.

### - Applications commerciales

Les principaux utilisateurs commerciaux du 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.

### I.8.2. Valorisation

Le gaz naturel est la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique. Il fournit la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui à leur tour servent dans diverses industries comme les Engrais, les Résines, les ; Plastiques, les Solvants.... [16].

## I.9. Avantages et inconvénients du gaz naturel

### I.9.1. Avantages

- ❖ Le gaz nature est une source d'énergie relativement propre.
- ❖ Le gaz naturel est une source d'énergie bon marché (le KWh de gaz naturel est environ deux fois moins cher que celui du fuel).
- ❖ Le gaz naturel possède un pouvoir calorifique raisonnable ( $PCS=10 \text{ kwh/Nm}^3$ ).
- ❖ Le gaz naturel permet de produire de nombreux produits de base pour l'industrie chimique et pétrochimique, comme l'hydrogène, le méthanol et l'ammoniac.

Il est mieux réparti à la surface du globe que le pétrole, lequel a ses réserves massivement concentrées dans les pays du moyen orient il contient de constituans mineurs produisant de la pollution locale (soufre, particules, métaux lourds, etc.) que le pétrole ou le charbon [34].

**I.9.2. Inconvénient :** - Les réserves du gaz naturel sont limitées.

- Le délicat stockage du gaz naturel.
- Le prix du gaz naturel est indexé sur celui du pétrole

## **I.10. Le torchage du gaz**

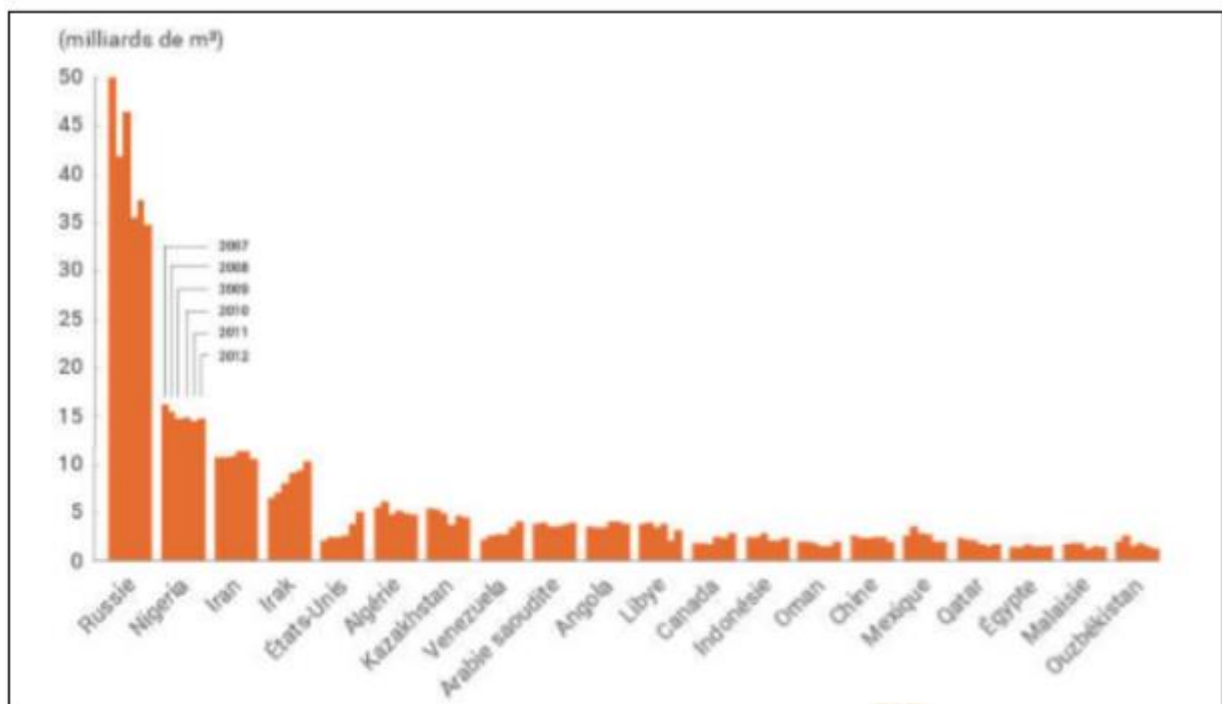
### **I.10.1. Pourquoi torcher un gaz ?**

Le torchage se pratique principalement par faute d'infrastructures de traitement et de transport (gazoduc ou unité de liquéfaction) qui permettraient sa commercialisation. Ces infrastructures sont différentes de celles utilisées pour le pétrole et leur rentabilité n'est pas assurée si les volumes de gaz associé sont faibles, ou si les zones d'exploitation sont très reculées. Le gaz est parfois aussi rejeté dans l'atmosphère sans être brûlé, c'est la pire des solutions car on remet directement dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement 30 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub> produit par le torchage, ainsi que des hydrocarbures volatiles. Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle engendrerait au niveau mondial l'émission de près de 350 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalent des émissions annuelles de 70 millions de voitures.

Le torchage de l'APG est controversé, car il s'agit d'un polluant, une source de réchauffement climatique et un gaspillage d'une source de carburant précieuse. [28]

### **I.10.2. Les pays qui torchent le plus de gaz**

Les pays torchant du gaz sont la Russie, le Nigéria et l'Iran selon les dernières estimations, réalisées sur la base d'images satellitaires de la NOAA le 14 avril 2015[29]



**Figure I.7 :** Pays qui disent torchent la plupart des gaz

La plupart des pays ont rapidement réagi contre un tel gaspillage d'énergie en interdisant de brûler ainsi le gaz à l'air libre.

### I.10.3. Alternatives au torchage

A défaut de pouvoir commercialiser le gaz associé, Ce gaz peut être utilisé de plusieurs façons après le traitement :

-l'industrie pétrochimique.

- Le gaz peut être injecté dans le gisement de pétrole afin d'y renforcer la pression et améliorer le taux de récupération. Cette opération peut toutefois être techniquement compliquée (risque de corrosion des canalisations)

- Production d'électricité sur site avec des moteurs, actionner les turbines électriques et satisfaire une partie des besoins énergétiques du site de production.

Sur ce, la consommation du gaz a connu un accroissement rapide, la NOAA indique que les quantités brûlées sont diminution, ce résultat signifie une amélioration relative sensible, déjà que la production a crû d'environ 50%.

## **I.11. Spécifications technico-commerciales :**

### **I.11.1. Spécifications commerciales**

Plus strictes que les spécifications liées à son transport, les spécifications du gaz commercial sont:

#### **I.11.1.1 - Teneur en H<sub>2</sub>S : En général 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 transports ou commerciales par le procédé « d'adoucissement ».

Risques de toxicité, en plus du risque d'inflammation lié au gaz naturel, lors de mise à l'atmosphère permanente ou accidentelle [30].

#### **I.11.1.2 - Soufre total et autres contaminants : Teneurs maximales en 3 composés soufrés : de 50 à 150 mg/Sm maximum**

Sont aussi considérés comme des impuretés, les composés soufrés qui sont les plus gênants mais aussi l'oxygène, l'azote et même des atomes métalliques tels que le nickel et le vanadium. 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.

#### **I.11.1.3 - Teneur en CO<sub>2</sub> : De 2 à 3 % molaire maximum**

Le CO<sub>2</sub> diminue le pouvoir calorifique du gaz naturel car il ne fournit pas de chaleur de combustion. Il est donc extrait, généralement lorsqu'il est enlevé en même temps que l'H<sub>2</sub>S dans différents procédés. Il doit être éliminé quand le gaz doit être refroidi dans certains domaines (essentiellement dans le cas de liquéfaction -GNL) de température (cristallisation bouchages).

#### **I.11.1.4 - Point de rosée**

Point de rosée eau : de l'ordre de -15°C à 70bar ;

Point de rosée hydrocarbure : de l'ordre de - 2°C à 70 bar.

## I.11.2. Spécifications pour le transport

### I.11.2.1 - Point de rosée eau

Il s'exprime en °C pour une pression donnée (ex : -15°C à 70 bar). Les problèmes de transport liés à la présence d'eau dans le gaz sont les suivants :

- L'eau à l'état liquide 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).
- Risques de formation d'hydrates. 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 donc à des arrêts de production et des risques de surpression pour les installations.
- Formation de bouchons d'eau. Les dépôts d'eau par condensation dans les conduites ou les entraînements d'eau libre de gisement peuvent engendrer de fortes pertes de charge avec des risques d'érosion et de "coup de bélier" des bouchons liquides.

### I.11.2.2 - Teneur en hydrocarbure liquide

La teneur en condensat s'exprime en g/Sm. Équivalent au point de rosée hydrocarbures en °C. Ce qui correspond à un point de rosée hydrocarbure de 7°C à 50 bar.

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 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. L'indice de Wobbe est utilisé, dans les applications domestiques du gaz, pour déterminer les pressions d'alimentation à appliquer à un injecteur pour conserver la puissance pour des pressions variables.

Il se définit comme le rapport du pouvoir calorifique supérieur ( $PCS$ ) du gaz ( $kWh/m^3$ ) par la racine carrée de la densité  $d$  dudit fluide

## I.12. TRAITEMENT - TRANSFORMATION ET TRANSPORT DU GAZ NATUREL [31,32]

À la sortie du puits de production le gaz contient des impuretés ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , eau, ...) et doit donc subir un certain nombre de traitements de façon à le rendre transportable jusqu'aux lieux de consommation.

### Les traitements consistent :

- à éliminer les composés soufrés au moyen d'une solution d'amine : procédé d'adoucissement
- à éliminer l'eau par lavage au glycol pour éviter la formation d'hydrates : procédé de déshydratation
- à éliminer les condensats liquides : procédé de dégazolinage
- à fractionner le gaz entre :

- le gaz naturel à proprement parler constitué pour l'essentiel de méthane et d'éthane

(GNL)

- les gaz de pétrole liquéfiés constitué de propane et de butane (GPL). [35]

### Les produits ainsi obtenus peuvent être :

- transportés vers les lieux de consommation :
  - soit par pipe-line (gazoduc) sous forme de gaz comprimé
  - soit par navire après liquéfaction
    - méthanier pour le GNL
    - navires spécialisés pour le transport des GPL
- transformés pour le GNL
  - par conversion chimique pour la fabrication d'un certain nombre de dérivés
  - par conversion thermique pour la production d'énergie (cogénération).

La figure ci-dessous schématise les différents types de transformation et les principaux moyens de transport du gaz naturel et des produits associés :

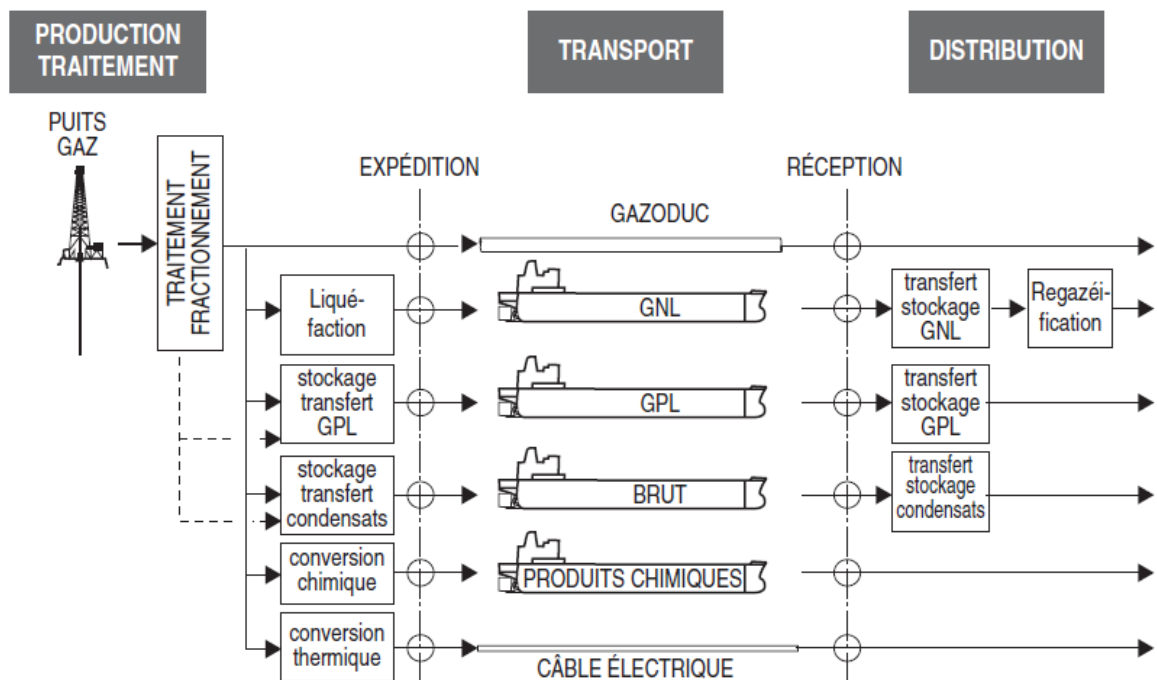


Figure I.8: Transformation et transport du gaz naturel [36]

### I.12.1. TRANSPORT PAR GAZODUC :

Une chaîne de transport par gazoduc comprend les principales étapes :

- **collecte** des effluents provenant des différents puits
- **traitements du gaz** pour le mettre aux spécifications de transport
- **compression du gaz** si la pression en tête de puits est insuffisante (notamment en phase d'épuisement du gisement)
- **transport** en conduite
- **recompression** en cours de transport, si la distance est importante, pour éviter une chute trop significative de pression
- **traitement complémentaire** éventuel pour mettre le gaz aux spécifications de distribution
- **stockage et transfert** au réseau de distribution
- **distribution** du gaz

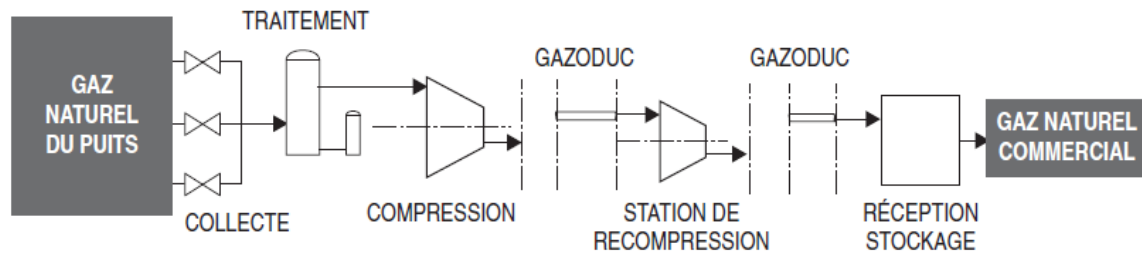


Figure I.9 : Chaîne de transport du gaz naturel par gazoduc

## I.12.2. TRANSPORT PAR MÉTHANIER

### I.12.2.1 - PRINCIPALES ÉTAPES

Une chaîne de transport de GNL comprend les principales étapes suivantes :

- **traitement et transport** par gazoduc jusqu'à la côte ; ces opérations sont similaires à celles qui sont réalisées dans la chaîne gazoduc
- **traitement** du gaz produit pour le mettre aux spécifications requises pour la liquéfaction
- **liquéfaction** du gaz, accompagnée ou non d'un fractionnement
- **stockage et chargement** (terminal d'expédition)
- **transport** par méthaniers
- **réception et stockage**
- **regazéification**

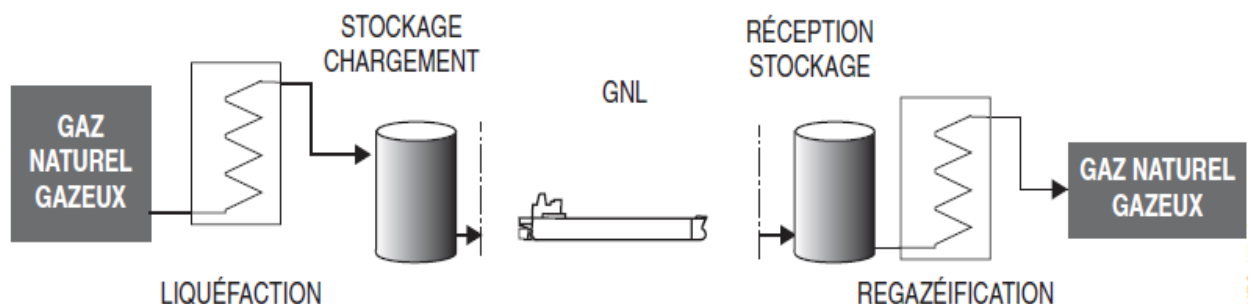
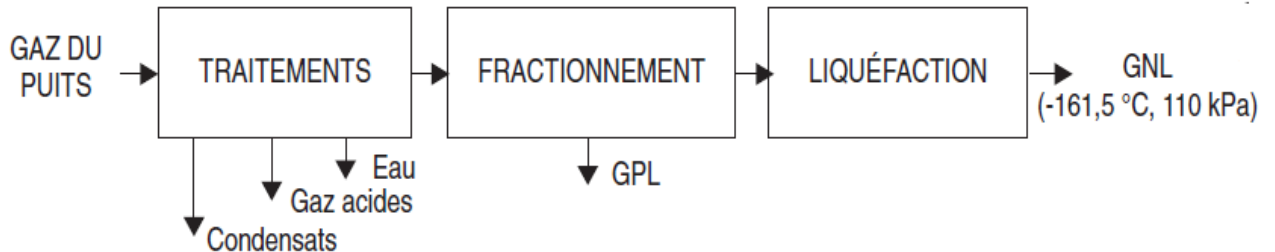


Figure I.10 : Chaîne de transport de GNL

### I.12.2.2 LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL

Comme indiqué précédemment, le gaz "sortie" du puits est préalablement débarrassé de ses impuretés (condensats, gaz acides, eau) puis fractionné de façon à éliminer les GPL (propane, butane).

Le gaz naturel ainsi traité est ensuite liquéfié, stocké et transporté à la pression atmosphérique à une température voisine de la température d'ébullition du méthane ( $-161,5^{\circ}\text{C}$ ). En effet, le transport sous pression du gaz naturel a été écarté pour des raisons économiques et de sécurité.

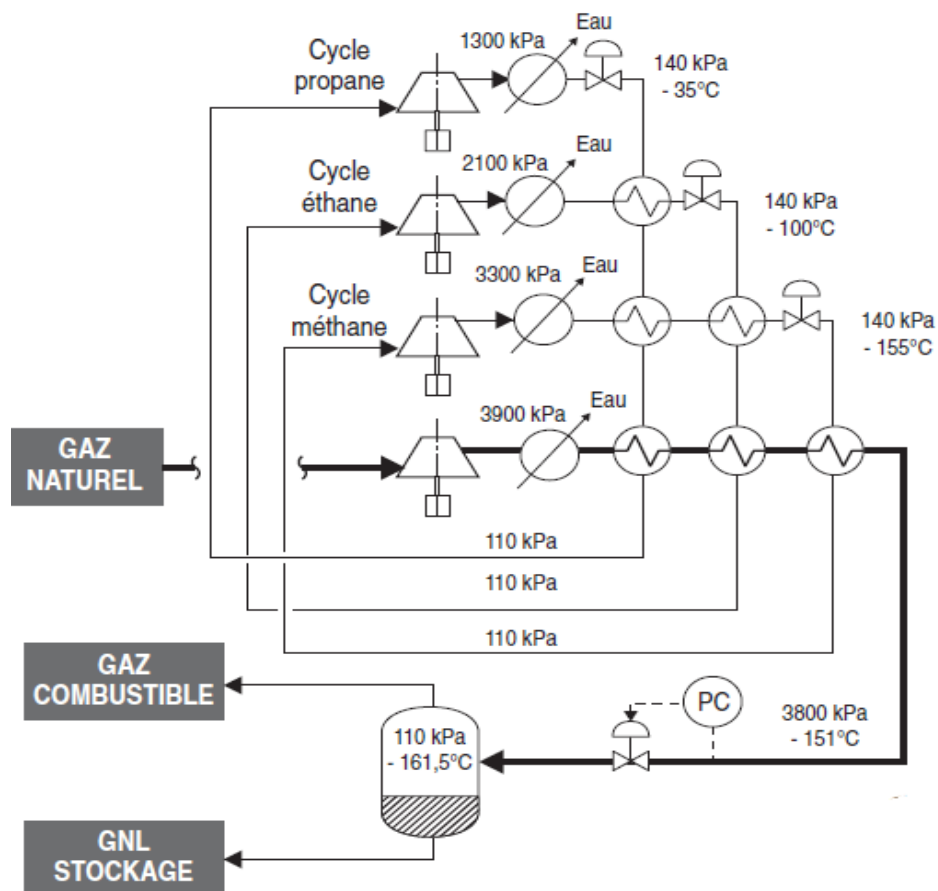


**Figure I.11** : Schéma de principe de la liquéfaction du gaz naturel

Il existe plusieurs procédés commerciaux pour la liquéfaction du gaz naturel.

Le principe consiste à comprimer le gaz puis à abaisser sa température, par paliers successifs, par compression et détente de fluides réfrigérants.

La détente finale permet d'atteindre la température de  $-161,5^{\circ}\text{C}$  à la pression atmosphérique.



**Figure I.12** : Principe de la liquéfaction du gaz naturel

### I.12.2.3. MÉTHANIER

Le transport maritime à **basse température** du GNL nécessite des conceptions particulières de navires :

- navires à cuves intégrées
- navires à cuves autoporteuses

#### **a - Navires à cuves intégrées (cuves membranes)**

Les cuves sont constituées par une membrane métallique résistant aux basses températures. Celle-ci s'appuie sur la double coque du navire par l'intermédiaire d'un isolant et d'une barrière secondaire pour étancher une fuite éventuelle de GNL.

#### **b - Navires à cuves autoporteuses**

Les cuves sphériques isolées s'appuient sur la coque du navire. Une barrière secondaire de sécurité est placée à la base des cuves pour protéger la coque contre une fuite éventuelle de GNL.

### I.12.3. STOCKAGE CRYOGÉNIQUE DU GAZ NATUREL [33,34]

Le stockage du gaz permet de répondre aux attentes des producteurs et des consommateurs. En stockant une partie du gaz extrait, les producteurs garantissent de pouvoir livrer des volumes stables de gaz tout au long de l'année. Pour les consommateurs, le stockage du gaz garantit un approvisionnement continu. Ainsi le gaz circulant vers les zones de consommation n'est pas forcément utilisé tout de suite. Il peut alors être stocké pour être réutilisé dès que la demande le justifie.

Le gaz naturel est stocké dans des réservoirs conçus à cet effet dans des sites de stockage dits « aériens » ou dans des sites de stockage dits « souterrains ».

#### **I.12.3.1. Fonctionnement technique**

Plusieurs méthodes permettent de stocker le gaz dans des sites aériens ou souterrains.

##### **1. Le stockage aérien**

Le stockage aérien ne nécessite pas de conditions géologiques particulières :

- **les réservoirs de gaz** : ils sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique. Ils se présentent sous forme de réservoirs cylindriques. Leur capacité de stockage est comprise entre 500 et 10 000 m<sup>3</sup> ;
- **les réservoirs de GNL** : ils sont utilisés pour stocker le gaz à pression atmosphérique à l'état liquide. A environ -161°C, le gaz naturel se condense pour devenir un liquide, le gaz naturel liquéfié (GNL). Celui-ci occupe près de 600 fois moins de volume qu'à l'état gazeux. Les réservoirs GNL sont des réservoirs cylindriques verticaux installés près des terminaux méthaniers pour réceptionner et stocker le GNL acheminé par navires méthaniers. Ces réservoirs métalliques ou en béton ont une double paroi et une isolation thermique puissante afin de maintenir le gaz à l'état liquide.

## 2. Le stockage souterrain

Privilegié par de nombreux pays lorsqu'il est possible, le stockage souterrain représente le moyen technique le plus efficace et le plus économique pour répondre aux fluctuations de la demande en gaz. Il est également considéré comme un moyen sûr en matière de sécurité publique et de respect de l'environnement.

Un stockage aérien, pour un usage similaire, nécessite des installations sur plusieurs hectares avec des risques d'accidents accrus. Les types de stockage souterrain dépendent des structures géologiques disponibles :

- **les gisements épuisés (dits « déplétés »)** : du gaz sous pression est injecté dans d'anciens gisements d'hydrocarbures naturellement imperméables, qui sont reconvertis pour le stockage. Cette méthode permet de stocker efficacement le gaz. Le soutirage du gaz est un flux continu avec peu de flexibilité et un rythme faible ;
- **les nappes aquifères** : la technique du stockage en nappes aquifères consiste à reconstituer l'équivalent géologique d'un gisement naturel en injectant le gaz dans une couche souterraine de roche poreuse contenant de l'eau et recouverte d'une couche imperméable formant une couverture étanche, le tout ayant une forme de dôme. Le gaz injecté sous pression emplit le volume de la cavité non occupé par l'eau en poussant celle-ci vers la périphérie du réservoir. Tout comme les gisements épuisés, certaines contraintes géologiques rendent le soutirage moins flexible. Une quantité de l'ordre de la moitié du gaz stocké reste à demeure dans le stockage : c'est le « gaz coussin » ;

- **les cavités salines** : la technique du stockage en cavités salines consiste à créer par dissolution à l'eau douce (lessivage) une cavité souterraine artificielle de grande taille (entre 100 000 et 1 million de m<sup>3</sup>) dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (des cristaux de chlorure de sodium). L'imperméabilité naturelle du sel gemme permet le stockage du gaz. Le soutirage étant plus flexible, les cavités salines sont utilisées pour répondre à la demande notamment lors des pics de froid. Le débit du gaz est 5 à 6 fois plus important que celui des autres types de stockage souterrain.

Dans les stockages souterrains, le gaz est injecté sous pression (entre 40 et 270 bars). Cela facilite en retour le soutirage du gaz.

Le stockage en nappes aquifères et en cavités salines requiert en amont des travaux de prospection géologique coûteux dont il n'est pas certain qu'ils aboutissent à une recommandation ferme. Les travaux d'exploration et de mise en fonctionnement durent en moyenne 4 ans contre 2 ans pour un réservoir épuisé.

#### **I.12.3.2. Zone de présence ou d'application**

Pour les pays producteurs, le stockage du gaz constitue une étape essentielle de l'exploitation du gaz naturel. Les États-Unis disposent d'une capacité de stockage estimée à plus de 100 milliards de m<sup>3</sup>, la majorité étant des gisements épuisés. La Russie a une capacité de stockage<sup>1</sup> de près de 65 milliards de m<sup>3</sup>.

En Europe, les principaux pays consommateurs de gaz sont l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et la France. A fin 2013, la capacité totale de stockage de l'Union européenne est estimée à 97 milliards de m<sup>3</sup> dont plus de la moitié est située en Allemagne (23,8 milliards de m<sup>3</sup>), en Italie (16,7 milliards de m<sup>3</sup>) et en France (11,7 milliards de m<sup>3</sup>). Les gisements épuisés sont également le principal mode de stockage utilisé en Europe. Cependant, pour des raisons géologiques, la France privilégie le stockage en nappes aquifères.

# CHAPITRE II

## Traitement du gaz naturel

## II. Introduction :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie de puits tel que l'eau, le gaz acide et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensat d'eau libre) ; et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

Le gaz naturel peut-être transporté sous forme [37.38] :

- 1- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc)
- 2- Gaz du pétrole liquéfié (GPL)
- 3- Gaz naturel liquéfié (GNL)
- 4- Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement [39.40] :

- L'hydrogène sulfuré  $H_2S$  : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone  $CO_2$  : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certains cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures) [41.42].

Le degré d'épuration de ces contaminants dépend de la l'utilisation finale du gaz .

### II.1. étapes du traitement :

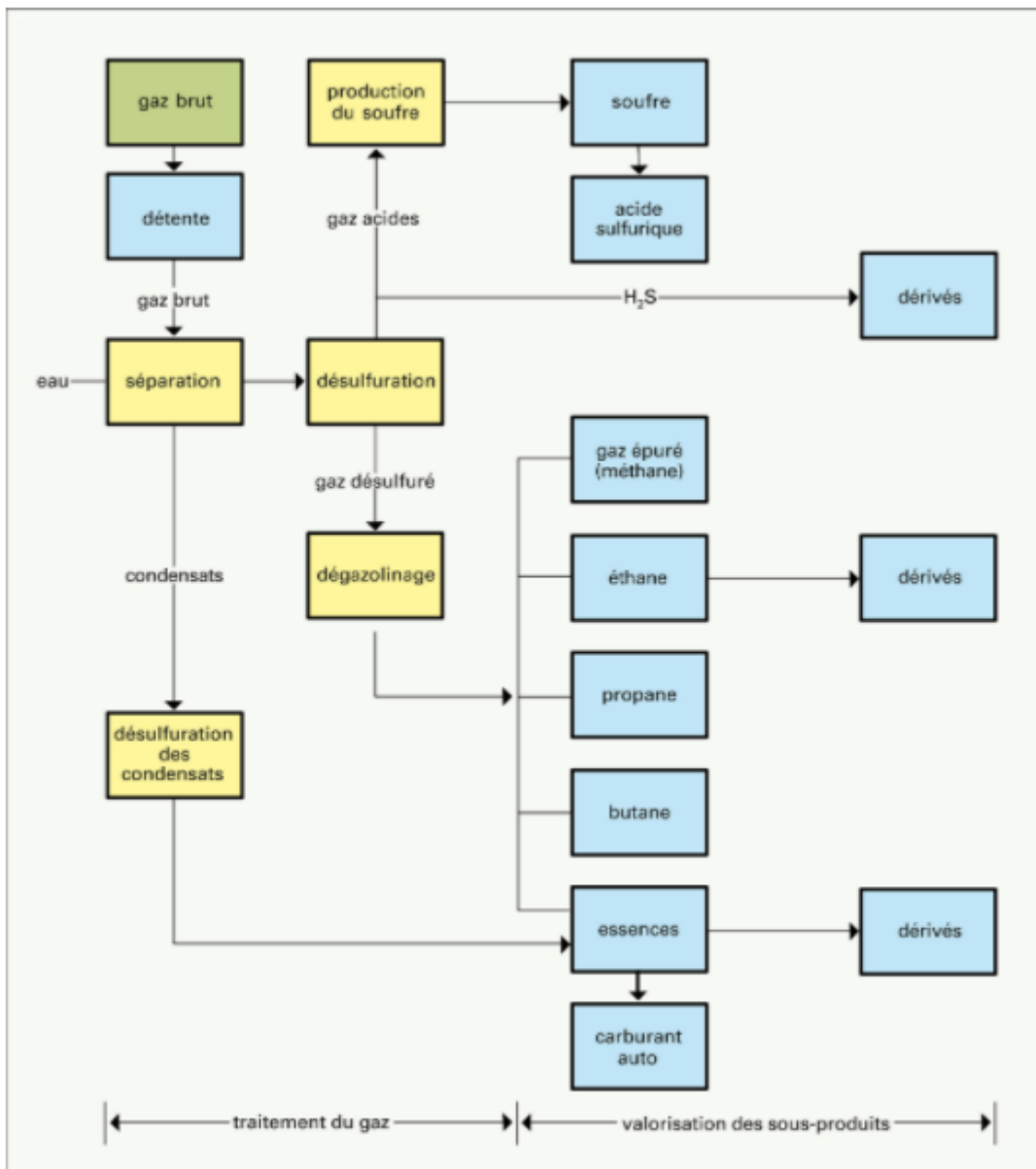


Figure II.1: Schéma possible des opérations effectuées dans une usine de traitement de gaz [43].

## II.2. Procédé de traitement du gaz :

Le choix d'un procédé de traitement à un autre se fait selon [44] :

- ✓ Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- ✓ Spécification des produits finis.
- ✓ Coût global des investissements.
- ✓ Qualité de l'effluent brut.

Les principaux procédés de traitements qui sont effectués sur le gaz naturel brut se résument à :

1- La première étape : permet de réaliser la séparation des fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent des puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât) et l'eau libre.

2- La seconde étape : de traitements dépend du mode de transport.

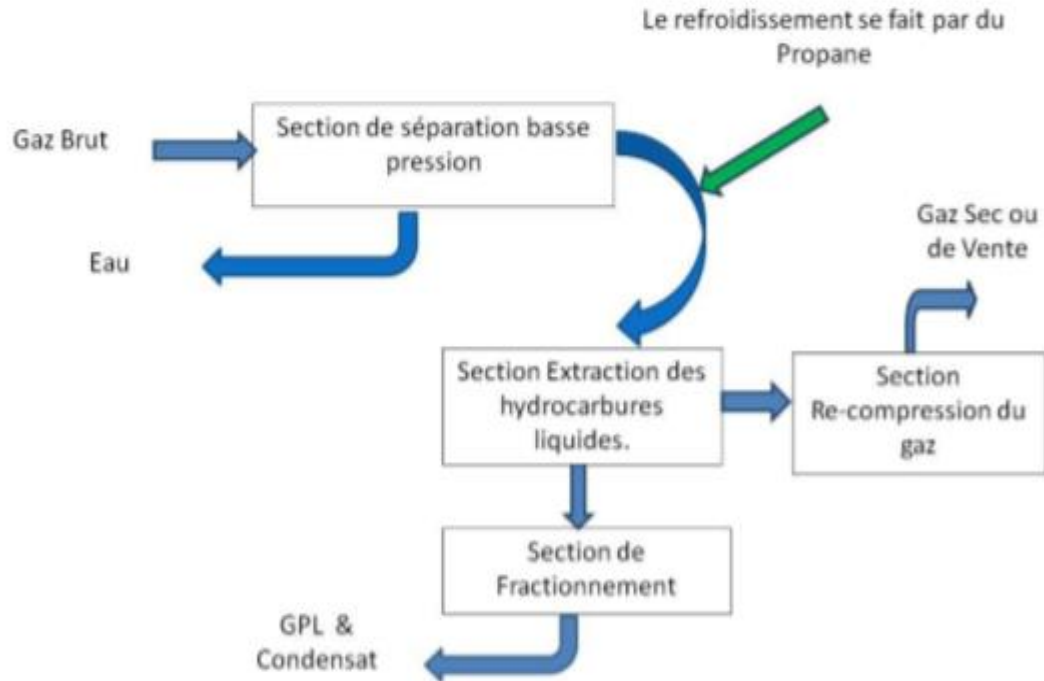
Pour assurer cette séparation conformément à des techniques et à des procédés appropriés ont été mis en œuvre citons :

### II.2.1. Séparation des condensât

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

#### II.2.1.1. Le 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  $-23^{\circ}\text{C}$ . [44] Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur les quatre étapes présentées par le schéma suivant :

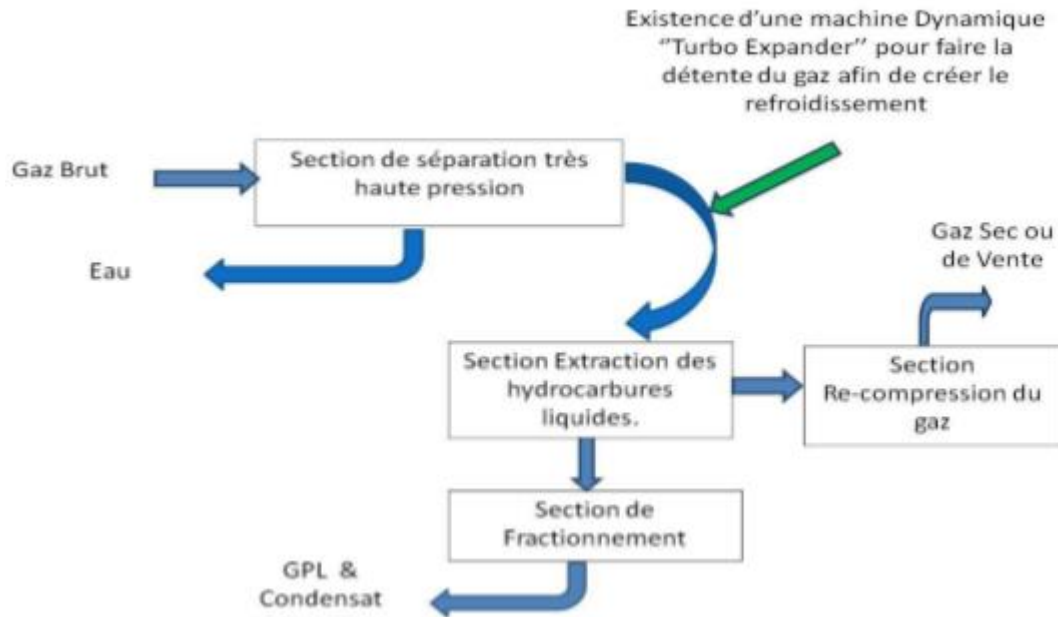


**Figure II.2:** Les étapes du procédé PRITCHARD [07]

### II.2.1.2. Le 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 de  $-38^{\circ}\text{C}$  à  $-50^{\circ}\text{C}$ . [44]

Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur quatre étapes présentées par le schéma suivant :



**Figure II.3:** Les étapes du procédé HUDSON [07]

### II.2.1.3. Le procédé mixte

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

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

Le gaz en provenance des puits producteurs est un mélange (gaz et hydrocarbures liquides) contenant une faible proportion d'eau du gisement.

Il se présente à une pression de 140 bars et une température de  $65^{\circ}\text{C}$ . [45]

### II.2.1.4. Absorption des gaz acides par une solution d'amine :

Les gaz acides accompagnant le gaz naturel sont généralement nuisibles le sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ) est très corrosif et il représente un des poisons les plus dangereux pour les catalyseurs notamment les adsorbants ; le dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) est un gaz corrosif et il peut former des hydrates carboniques en présence de l'eau ( $\text{CO}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ ), et entraîne par conséquent des bouchages de conduite et/ou des équipements. L'élimination du gaz carbonique est généralement appelée une

décarbonatation. L'élimination des gaz acides s'effectue par le lavage du gaz naturel avec une solution d'amine dans un absorbeur à contre-courant.

Choix de l'absorbant, problèmes et résolutions :

Lorsque le gaz à traiter est impropre (contient des composés soufrés), l'utilisation de la (M.E.A) n'est pas recommandée car cette dernière est sensible vis-à-vis des produits soufrés notamment le COS et le CS<sub>2</sub> qui forment avec la (M.E.A) des composés non régénérables, alors dans ce cas on utilise la (D.E.A) malgré la faible quantité qu'on doit utiliser de la (M.E.A) comparé avec la quantité de la (D.E.A). L'autre problème rencontré avec la (M.E.A) c'est le moussage qui réduit le phénomène de l'absorption.

La solution d'amines présente en général un caractère corrosif; la corrosion est souvent observée en tête de la colonne d'absorption et dans l'échangeur de chauffage ou de refroidissement de la solution d'amine.

Pour éviter ou résoudre les problèmes cités auparavant on doit :

- Limiter la concentration de la (M.E.A) à 20% massique.
- Eviter les problèmes des sels en utilisant de l'eau distillée lors de la dilution de la solution d'amine concentrée.
- Limiter la température lors de la désorption (régénération) pour éviter la dégradation de l'amine, ou bien travailler à basses pressions.
- Surveiller la quantité de la solution d'amine et le bon fonctionnement du régénérateur pour éviter le moussage.
- Augmenter la température de l'absorbeur pour éviter la condensation des hydrocarbures lourds.
- Utiliser des filtres dans le circuit de la solution d'amine.
- Injecter de temps en temps de la silicone comme agent anti-moussant.

### II.2.2. Fractionnement des hydrocarbures

Lorsque le gaz naturel contient une grande proportion de d'hydrocarbures lourds, la séparation est faite réduire la température forme une phase liquide ou processus d'absorption ou d'adsorption.

### II.2.3. Opérations de fractionnement et de purification

#### Procédés mis en œuvre :

L'ajustement requis de la teneur en eau, en gaz acides et hydrocarbures lourds, est réalisé par des opérations de traitement, qui permettent de purifier le gaz naturel en séparant les constituants à éliminer du gaz traité. Ces opérations de traitement font appel à des procédés de séparation divers :

- Absorption.
- Adsorption.
- Séparation par membrane

### II.2.4. La déshydratation

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage des canalisations par dépôt des cristaux. Ces cristaux, sont en fait, constitués par des hydrates de gaz naturel apparaissant bien au-dessus de la température de formation de la glace

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel ou moyen de techniques de traitement appropriées.

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

- Absorption.
- Adsorption.
- Perméation gazeuse.

### II.2.5. Désacidification

La désacidification consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement  $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2\text{S}$ . L'élimination d'hydrogène sulfuré doit être en générale beaucoup plus poussée que celle du dioxyde de carbone.

Les spécifications de teneur en gaz acides sont imposées par de contraintes de sécurité (très forte toxicité de l'hydrogène sulfuré), de transport (corrosion, risques de cristallisation dans le cas de la liquéfaction) ou distribution (gaz commercial).

Les principaux procédés utilisés pour réaliser la désacidification :

- Désacidification par absorption.
- Désacidification par adsorption.
- Désacidification par perméation gazeuse.

De nombreux facteurs doivent être pris en compte dans le choix d'un procédé de désacidification et notamment les suivants [51] :

- + Composition du gaz naturel.
- + Teneur en gaz acides du gaz à traité.
- + Spécification en sortie.
- + Débit de gaz à traiter et conditions de pression et température à l'entrée.
- + Conditions d'élimination de  $H_2S$  avec ou sans récupération de soufre

### II.3. Techniques du traitement du gaz naturel :

Le traitement du gaz s'effectue globalement en 5 étapes : [45.46.47]

#### a) Séparation de l'eau de gisement :

Cette opération s'effectue dans des ballons séparateurs par simple décantation sous l'effet de différence des densités. Cette eau est envoyée vers un système de séparation Eau-Hydrocarbures puis vers les installations de déshuilage et enfin injectée dans un puits borbier foré dans une formation géologique étendue.

#### b) Déshydratation du gaz :

Elle est réalisée afin d'éliminer l'eau se trouvant à l'état vapeur dans le gaz et pouvant subir un changement de phase avec le changement de la pression ou de la température.

Pour cela, on injecte en continu un produit chimique ayant le pouvoir d'absorber l'eau, ce produit est le diéthylène Glycol. Cette injection se fait dans différents points des circuits pour éviter la formation de givre (hydrates) au niveau des sections de refroidissement du procédé.

#### c) Séparation des hydrocarbures gazeux et liquides :

Elle est basée sur le principe de refroidissement progressif du gaz pour condenser tous les hydrocarbures liquides (condensables) contenus dans le gaz. Ces liquides sont récupérés dans des ballons séparateurs puis envoyés vers la section de stabilisation et de fractionnement.

Le refroidissement de gaz est obtenu en trois étapes :

Refroidissement dans des échangeurs de chaleur par échange thermique avec un fluide froid.

Refroidissement par détente (chute de pression) à travers une vanne qui entraîne une chute de température.

Refroidissement supplémentaire par échange thermique en utilisant un fluide réfrigérant tel que le propane.

#### **d) Stabilisation et fractionnement des liquides en condensât et GPL :**

Elle consiste à faire passer tous les liquides récupérés au niveau des ballons séparateurs à travers une colonne de rectification appelée « Dééthaniseur » afin de les débarrasser de tous les gaz dissous dans ces liquides.

Le fractionnement consiste à faire passer le liquide à travers une 2<sup>ème</sup> colonne de rectification appelée « Débutaniseur » afin de séparer ces liquides en GPL et condensât produit.

#### **e) Récupération des gaz à moyenne et basse pression :**

Ces gaz proviennent respectivement des ballons séparateurs et du déméthaniseur ou ils se dégagent des liquides suite à la détente ou au chauffage.

Ils sont collectés et comprimés par un turbo-compresseur jusqu'à une pression permettant de les expédier avec le gaz sec produit vers le CNDG.

## **II.4. Technique de réinjection**

### **II.4.1. Objectif de la réinjection [18]**

La récupération des hydrocarbures liquides. Elle est limitée par suite de la condensation au niveau des réservoirs et permet de : [48]

- Réduire cette condensation par le maintien de pression.
- Maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant les gaz humides.
- Produire un potentiel optimal en condensât et GPL sans avoir recours au torchage des gaz excédentaires, d'où une meilleure flexibilité d'exploitation des unités de traitement de gaz.

### II.4.2. Principe de réinjection

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle du gisement. Ceci revient à fournir une certaine énergie au gaz à réinjecter en le comprimant à des pressions plus élevées(350bars). Ce transfert d'énergie est réalisé par des grands compresseurs (à une vitesse 10000tr/min), et entraînés par des turbines à gaz ou des moteurs d'une haute puissance unitaire(33500CV).

Cette compression est réalisée en deux étapes : [49]

- Compression du gaz sec à 150 bars, par des compresseurs à basses pressions avec refroidissement à travers des aéroréfrigérants et séparation dans des ballons pour une éventuelle récupération des liquides.
- Compression du gaz à 350 bars par des compresseurs de hautes pressions avec refroidissement final à travers des aéroréfrigérants avant son acheminement vers les puits injecteurs. [50]

# CHAPITRE III

## **Déshydratation du gaz naturel**

### III.1. Introduction

Quelle que soit son origine, le gaz naturel contient toujours de l'eau, qu'elle provienne directement du réservoir ou qu'elle soit introduite lors des différentes opérations de traitement comme la désacidification par exemple. La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants, suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation. La vapeur d'eau peut provoquer la formation d'hydrates, se solidifier ou se condenser et favoriser la corrosion ou entraîner des problèmes d'opérabilité. Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz par une technique de traitement approprié.

### III.2 Déshydratation du gaz naturel [52] [58]

La déshydratation est un procédé d'élimination des molécules d'eau liquide ou vapeur contenues dans le gaz [53], par utilisation des moyens physiques ou chimiques afin d'éviter les problèmes suivants [54,55] :

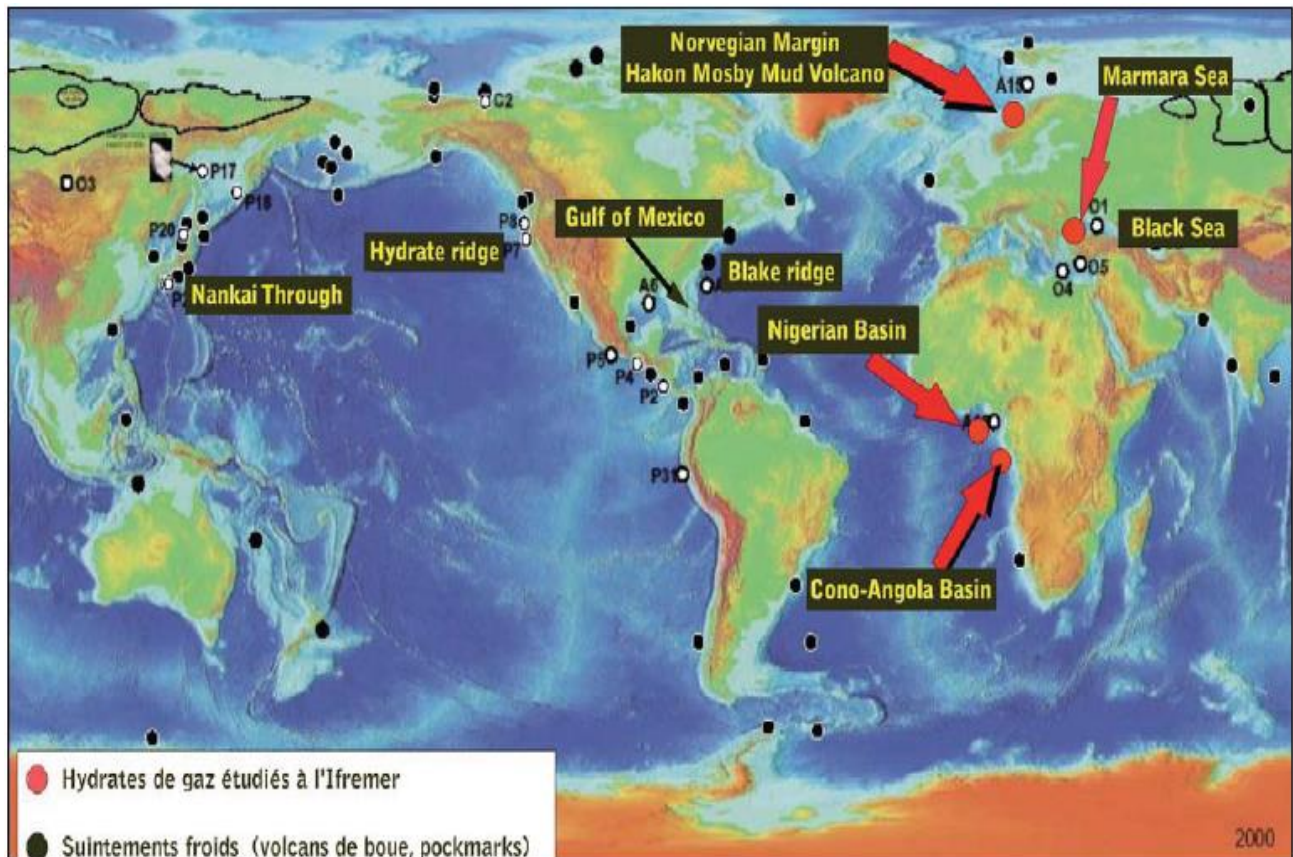
- Risque de corrosion des pipes (surtout en présence des gaz acides tels que  $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2\text{S}$ ).
- Risque de formation d'hydrates causant le bouchage des conduites et des installations de production et de transport.
- Écoulement diphasique et augmentation de la perte de charge.
- Risque de solidification dans les procédés cryogéniques.
- Diminution du pouvoir calorifique du gaz.

### III.3. Les hydrates du gaz naturel :

La première découverte des hydrates de gaz date sans doute de 1810, lorsque Sir Humphrey Davy, mélangeant du chlore et de l'eau, décrit un composé solide stable au-dessus de  $0\text{ }^\circ\text{C}$  à pression atmosphérique. Il s'en suivit une longue période où cette nouvelle curiosité de la chimie n'intéressait que la recherche fondamentale. Les recherches se sont accentuées après la découverte des premiers hydrates de gaz naturels dans le permafrost [56, 57]. S'en suivirent les premières découvertes d'hydrates en Alaska et au Canada en 1972. La même année, les premiers hydrates de gaz océaniques ont été observés par les géologues russes, sous forme de cristaux microscopiques présents dans une carotte sédimentaire prélevée en mer noire à une profondeur d'eau de 1 950

mètres durant la campagne de Moskovsky Universitet en 1972. De nombreux ouvrages ont été publiés, révélant au monde leur présence dans les sédiments des marges continentales [58] et traitant de leurs synthèse et propriétés [59].

Aujourd'hui, la présence d'hydrates sous-marins ou terrestres est attestée sur 23 sites par prélèvements dans les sédiments, et suspectée sur 66 autres sites [59, 60]. La Figure III.1 montre les principaux sites d'hydrates de gaz découverts. Les publications et colloques scientifiques se multiplient de façon exponentielle depuis quelques années, démontrant l'intérêt croissant des communautés scientifique et industrielle pour ces ressources potentielles, qui pourraient peut-être prendre le relais du pétrole.



**Figure III.1** : Les principaux sites de suintements froids (volcans de boue, zones de pockmarks) découverts et étudiés actuellement dans le monde.

Les points rouges représentent les quatre zones d'hydrates de gaz étudiés plus particulièrement par l'Ifremer et découverts sur le volcan Hakon Mosby sur la marge de Norvège, dans le bassin du Congo-Angola, dans le bassin du Nigéria, et en mer de Marmara.

Les hydrates sont des structures cristallines gelées, appelés « clathrates » qui peuvent se former lorsqu'on met des hydrocarbures et de l'eau en contact dans certaines conditions de pression et de température. Ils se forment pratiquement avec les hydrocarbures suivants : méthane, éthane, propane, butane et également avec le gaz carbonique  $\text{CO}_2$  et l'hydrogène sulfuré  $\text{H}_2\text{S}$ . [61]

### III.3.1. Nature des hydrates [58,62,63]

Un certain nombre d'études ont été consacrées à la détermination de la composition des hydrates sans qu'un accord soit intervenu entre les différents auteurs. Il est admis cependant que les hydrates seraient des inclusions de molécules de gaz dans les espaces laissés libres dans un empilement dodécaédrique de molécules d'eau sans liaisons chimiques entre le gaz et l'eau. Ce sont des solides de couleur blanche qui peuvent revêtir différents aspects (neige, givre, cristaux ou arborescences).

La densité des hydrates est d'environ 0,98 de sorte que leur première apparition se traduit par une fine pellicule à l'interface eau-gaz permettant d'ailleurs d'effectuer les mesures expérimentales de conditions de formation en cellule. La réaction de formation est exothermique.

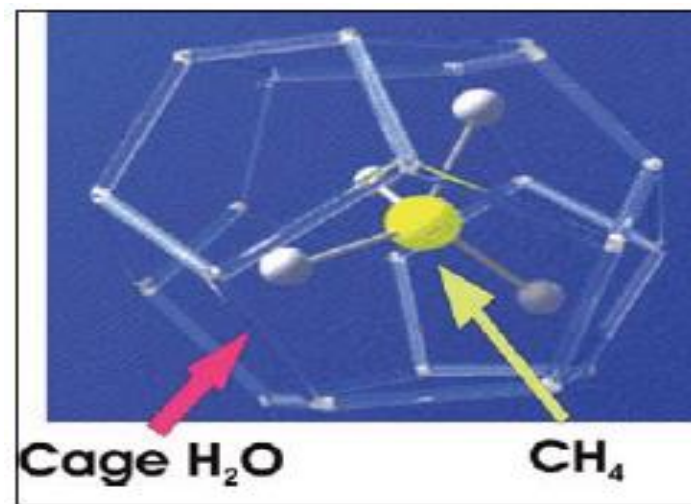
La structure des hydrates est telle qu'on peut les considérer comme des solutions de gaz dans des solides cristallins. Les hydrates associent à un hydrocarbure donné un nombre déterminés de molécules d'eau et ce nombre dépend de la taille de molécules d'hydrocarbure. Les hydrates peuvent se former lorsque certaines conditions thermodynamiques de pression et de température sont réunies. Ceci explique leur formation lors de la détente isenthalique (détente de Joule-Thomson) du gaz. De manière générale, la formation des hydrates est favorisée par la présence de fines particules jouant le rôle de germes de cristallisation telles que microcristaux d'hydrate et particules solides (poussières, oxydes de corrosion); elle est généralement favorisée par les facteurs qui contribuent à augmenter la turbulence de l'écoulement, tels que vitesse d'écoulement élevée, la pulsation de pression et tout type d'agitation. Les principales formules chimiques des hydrates de gaz naturel sont :

- $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$
- $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$

- $C_3H_8.18H_2O$
- $CO_2.7H_2O$

Parmi les principaux hydrocarbures qui constituent les gaz naturel et qui forment des hydrates en présence de l'eau, le méthane, l'éthane, le propane et l'isobutane. Le butane normal n'en forme qu'aux températures inférieures à  $1^\circ C$ . On n'a pas mis en évidence l'existence des hydrates de pentane ni d'hexane.

Dans le cas du bouchage d'une tuyauterie par des hydrates, l'adhérence aux parois et la dureté du bloc d'hydrates est telle qu'aucun moyen mécanique normal de débouchage ne peut être mis en œuvre.



**Figure III.2 :** Exemple de structure d'un hydrate de méthane ( $CH_4$ ) de type I. [64]

La molécule de  $CH_4$  est emprisonnée dans une cage constituée de molécules d'eau ( $H_2O$ ). Il y a 6 à 8 molécules d' $H_2O$  pour une molécule de  $CH_4$ . [64]

#### A. Hydrates de structure I :

Aux conditions d'équilibre de pression et température de formation et de dissociation des hydrates, le cristal unitaire de cette structure est composé de 46 molécules d'eau mélangées avec des composants gazeux : méthane, éthane, dioxyde de carbone.

Structure I:  $2M_1 6M_2 46H_2O$

Ou: M1 représente deux petites cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et référencées  $5^{12}$ ).

M<sub>2</sub> représente les six grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 2 faces hexagonales et référencées  $5^{12} 6^2$ ). [85,68]

### **B. Hydrates de structures II :**

Le cristal unitaire de cette structure est composé 136 molécules d' eau mélanges avec les hydrocarbures suivants : propane, iso butane, n-butane.

Structure II :  $16M_1 8M_3 136H_2O$ .

Ou: M3 représente les huit grandes cavités (polyèdres constitués de 12 faces pentagonales et de 4 faces hexagonales et référencées  $5^{12} 6^4$ ).

### **C-Hydrates de structure H :**

Comme il s' ajoute à ces deux structures une autre appelée structure H des Hydrates dont le cristal est composé de 34 molécules d' eau.

Structure H:  $3M_1 2M_3 34H_2O$ . [68]

Ou :

M<sub>1</sub> représente les petites cavités.

M<sub>2</sub> représente la cavité intermédiaire.

M<sub>3</sub> représente la grande cavité.

### **III.3.2. Conditions de formation**

Le phénomène de formation d'hydrates constitue le problème majeur dans la production et le transport du gaz naturel. Il y a formation d'hydrates lorsque les conditions suivantes sont simultanément réalisées :

### III.3.2.1 - Présence d'eau liquide

Un gaz naturel saturé ou non en eau ne donne pas lieu à la formation d'hydrates. Celle-ci ne peut intervenir qu'en présence d'eau liquide par exemple libérée par le gaz au cours d'un changement des conditions de pression ou de température.

### III.3.2.2 - Présence d'hydrocarbures légers

Seuls les quatre premiers hydrocarbures (méthane, éthane, propane, butane) sont susceptibles de former des hydrates en présence d'eau liquide. D'autres corps tels que le gaz carbonique ou l'hydrogène sulfuré peuvent également former des hydrates avec l'eau.

### III.3.2.3 - Réalisation de certaines conditions (P, T)

En plus des conditions précédentes, pour que des hydrates puissent se former, il faut, pour un gaz donné, que la pression soit suffisamment élevée et la température suffisamment basse. La formation des hydrates est favorisée par un certain nombre de facteurs :

- ✓ Tourbillons ;
- ✓ Vitesse du gaz ;
- ✓ Coude, orifice, changement de diamètre ;
- ✓ Phénomène auto amplifié ;
- ✓ Haute pression ; ( La pression et la température du gaz doivent être adéquates ( $T_S < T_{FH}$  et  $P_S > P_{FH}$  ))
- ✓ Basse température.

Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

REMARQUE : Le début de formation d'un bouchon d'hydrates augmente la perte de charge dans la conduite, donc crée une détente supplémentaire du gaz, ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates.



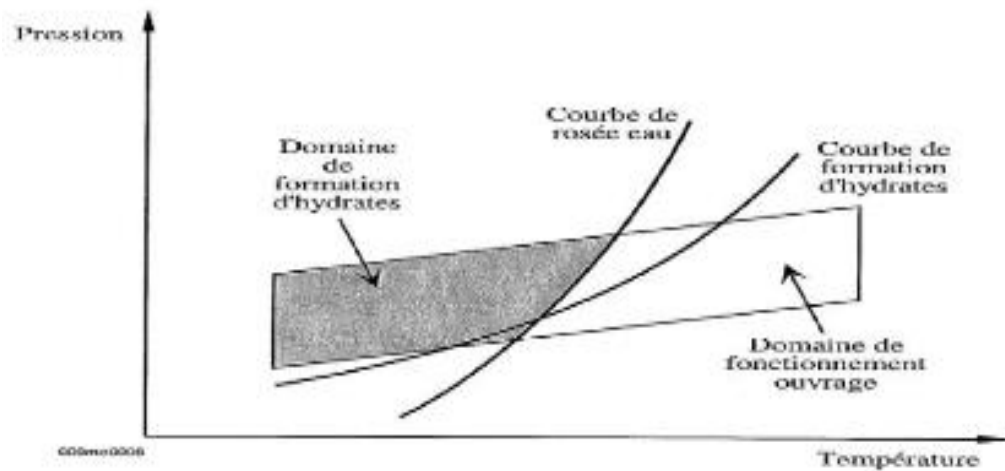
**Figure III.3 :** Courbe de formation d'hydrates [65] (source : Les hydrates, IFP Training, 2007)

Une des méthodes pour tracer la courbe de formation d'hydrates est l'utilisation des abaques de Katz. En effet, comme nous pouvons le voir sur la figure III.3 précédente, les conditions de formation d'hydrates dans un domaine (P, T) sont définies par une courbe séparant le plan en 2 zones. La zone à gauche de la courbe où il y a formation d'hydrates (hautes pressions, basses températures). La zone à droite de la courbe où il n'y a pas de formation d'hydrates (basses pressions, hautes températures).

Notons que le début de formation d'un bouchon d'hydrates augmente la perte de charge dans la conduite, donc crée une détente supplémentaire du gaz, ce qui a pour effet de le refroidir et donc d'entretenir et d'accélérer la formation des hydrates.

### III.3.3. Prévention contre les hydrates

Le domaine de fonctionnement est représenté par un quadrilatère délimité par les pressions maxi et mini (avec les températures qui leur sont associées) et les températures mini et maxi (avec les pressions qui leur sont associées) que l'on trouve dans l'ouvrage considéré sur la figure III.4 suivante :



**Figure III.4** : Domaine de fonctionnement de l'ouvrage [66] (source : traitement de gaz, ENSPM, 2005)

À partir de ce diagramme, nous pouvons définir les trois ensembles de solutions qui permettent de protéger le domaine de fonctionnement de l'ouvrage des risques de formation d'hydrates :

- Déplacement du domaine de fonctionnement de l'ouvrage hors de la zone d'hydrates : grâce à la mise en place de réchauffeurs en amont et de calorifugeage de lignes ;

Déplacement de la courbe de rosée eau du gaz : en évitant des condensations d'eau. Ceci peut être obtenu en déshydratant suffisamment, ce qui revient à déplacer la courbe de rosée eau initiale du gaz vers la gauche ;

- Déplacement de la courbe de formation d'hydrates : en injectant des inhibiteurs chimiques tels que les glycols ou le méthanol.

Il existe des formules qui permettent de calculer la concentration d'inhibiteur (méthanol ou autre) qu'il faut injecter pour déplacer de  $x^{\circ}\text{C}$  la courbe de formation d'hydrates. Les principales formules sont basées sur le "Dew point depression" : c'est-à-dire le nombre de degrés nécessaire pour déplacer la courbe de formation d'hydrates en dehors de l'ouvrage pour supprimer tout risque de formation. Plus cet écart est important, plus la quantité d'inhibiteur à injecter sera grande. La formule la plus utilisée est celle d'Hammerschmidt :

$$W = 100. du. M K+ du. M$$

W : % en poids de la concentration d'inhibiteur

du : dépression de température à réaliser °F

M : Masse molaire de l'inhibiteur utilisé

K : Coefficient dépendant de l'inhibiteur

Cette formule se trouve généralement bien vérifiée par l'expérience et permet de prévoir la translation effective de la courbe de formation d'hydrates à 177; 3°C.

Les hydrates ne pouvant se former sans que l'eau liquide soit en contact avec le gaz, toute action tendant à empêcher la production de ceux-ci passe par :

- ✓ Les traitements mécaniques ayant pour but d'extraire l'eau ou thermiques permettant d'élever la température des effluents gazeux.
- ✓ L'emploi de substances solubles dans l'eau.
- ✓ Sous une pression donnée, la réduction de la température de formation des hydrates dans un gaz peut être obtenue si l'on incorpore à l'eau des substances telles que les alcools, susceptibles d'abaisser son point de congélation.
- ✓ Des constituants tels que l'ammoniaque, qui agissent sur sa structure.
- ✓ Des sels qui en solution, réduisent son activité.

#### III.4. But de la déshydratation [62,67]

Par séchage, nous impliquons l'élimination de l'humidité ou la déshydratation. La teneur en humidité de l'eau est présente dans chaque gaz. C'est la quantité de ce contenu qui diffère. La plupart des gaz bruts ou non traités sont saturés d'humidité, c'est-à-dire qu'ils conservent une teneur maximale à une pression et à une température spécifiées. Il est à noter que nous ne parlons pas d'eau gratuite - des gouttes qui s'envolent avec le gaz qui s'élimine facilement dans les séparateurs mécaniques. Nous parlons plutôt de vapeur d'eau, qui nécessite l'application de procédés plus sophistiqués.

La déshydratation permet une utilisation continue de l'équipement de traitement et des pipelines en aval en réduisant le risque de refroidissement des hydrates et de formation de bouchons de glace dans les pipelines. La plupart des méthodes de déshydratation sont basées sur l'absorption ou l'adsorption d'humidité ou sur sa condensation lors du refroidissement du gaz. La caractéristique la

plus importante du gaz déshydraté est son point de rosée de l'eau (mesuré en degrés C ou en degrés F tout comme la température).

- ⊗ Eliminer la vapeur d'eau du gaz.
- ⊗ Pour éviter la corrosion des équipements surtout si le gaz de séparation contient du CO<sub>2</sub> car CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O = Acide carbonique (qui n'existe qu'en solution sous forme ionique).
- ⊗ Supprimer le risque d'arrivées de gouttelettes dans les rotors des compresseurs centrifuges.
- ⊗ Diminuer les pertes de charges dans les pipelines & l'accumulation d'eau libre dans les points bas de
- ⊗ Permettre les traitements en aval tel que dégazolinage & récupération des GPL.
- ⊗ Diminuer la charge de travail des sécheurs à tamis moléculaires en amont des turboexpandeurs.
- ⊗ Pour éviter les problèmes de corrosion des réseaux de gaz lift ou gaz injection.

### III.5. Méthodes de déshydratation [72,73]

Dans presque toutes les usines de traitement de gaz, il y aura une unité de déshydratation du gaz naturel. Parfois, il est appelé unité de déshydratation (DHU) ou déshydrateur. Lorsque je travaillais à Tripatra et que je participais au projet de développement de gaz de Senoro, les installations comprenaient une unité de déshydratation comme l'un d'entre eux. L'unité de déshydratation de gaz naturel est une installation importante dans les usines de traitement de gaz onshore et offshore. Ses fonctions sont:

Pour atténuer le risque de condensation de l'eau, ce qui entraîne des problèmes de capacité de débit (colmatage et blocage de la canalisation).

Pour éviter la formation d'hydrates ou pour minimiser la corrosion.

Assurer le bon fonctionnement des installations en aval. Par exemple, un gazoduc est généralement nécessaire pour une teneur en eau de 4-7 lb / MMSCF (87,2-152,6 ppm). Pour l'unité cryogénique (pour produire du GNL), la teneur en eau du gaz doit être inférieure à 1 ppm. Pour l'usine de GNC, avant d'entrer dans l'unité de compresseur, la teneur en eau doit être réduite à un maximum de 3 lb / MMSCF pour répondre aux spécifications du produit.

L'unité de déshydratation de gaz naturel est une installation utilisée pour éliminer l'eau du flux de gaz. La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types de procédés [74,75,76]:

- L'absorption.
- L'adsorption.
- La perméation gazeuse (Membranes À base d'élastomère ou de polymères vitreux)
- Refroidissement par condensation avec injection d'inhibiteurs d'hydrates (glycols ou méthanol).
- Méthode chimique Sels hygroscopiques - généralement des chlorures métalliques ( $\text{CaCl}_2$  et autres.)

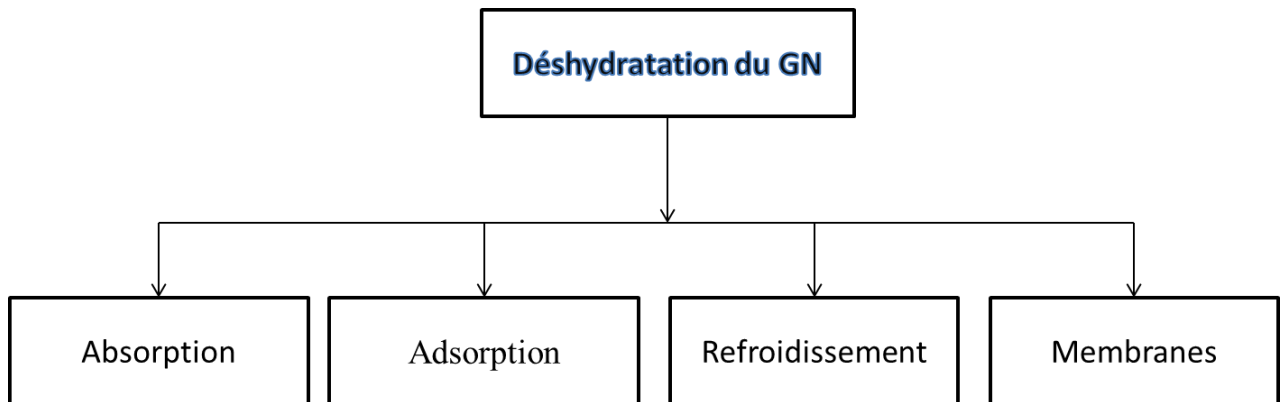


Figure III.5 : Méthodes de déshydratation.

### III.5.1. Pré-déshydratation par refroidissement du gaz [77,78]

La teneur en eau du gaz naturel au point de saturation diminue lorsque la pression augmente ou lorsque la température diminue. Par conséquent la compression et/ou le refroidissement sont généralement utilisés comme étape de pré-déshydratation, avant un procédé d'adsorption ou d'absorption.

- Méthode utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée (eau-hydrocarbures) du gaz naturel.

- Méthode également préconisée en amont d'un autre procédé de déshydratation.

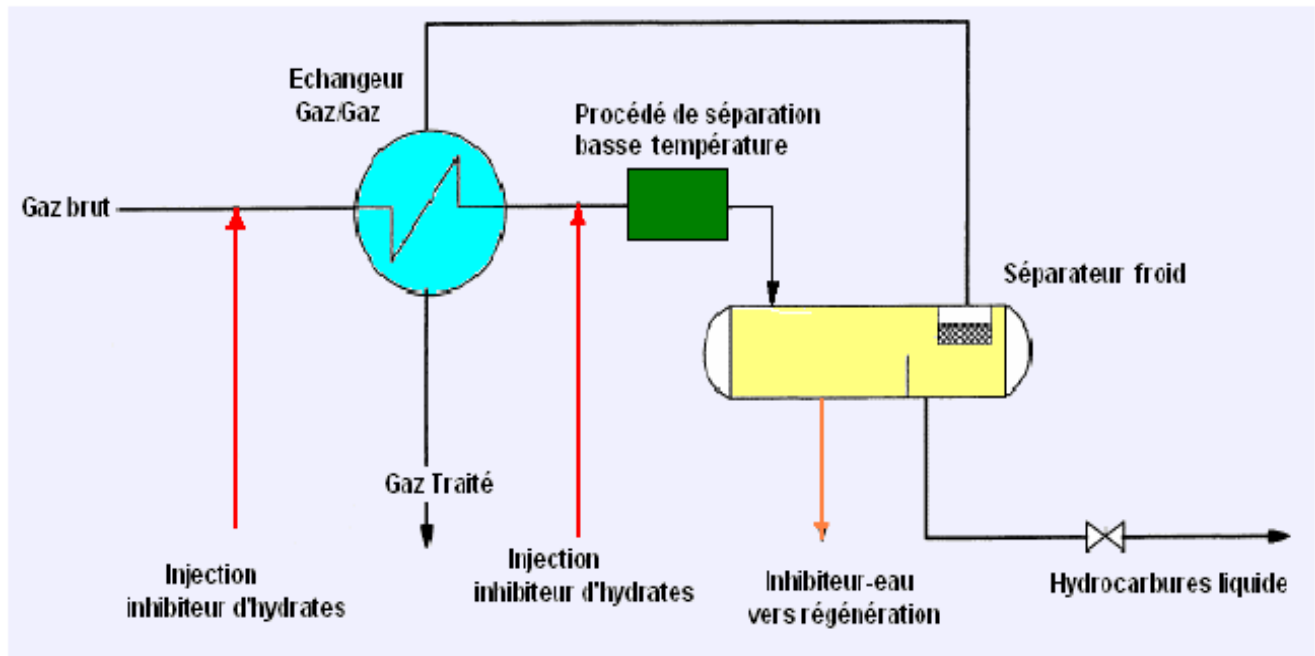


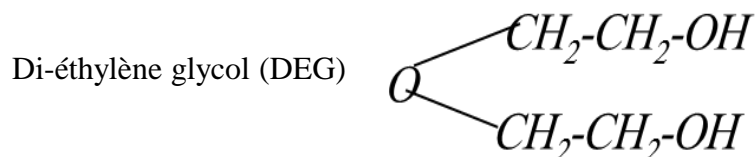
Figure III.6 : Pré-déshydratation par abaissement de la température

### III.5.2. DESHYDRATATION PAR ABSORPTION

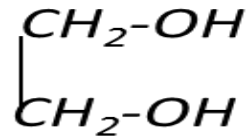
La méthode la plus largement utilisée pour la déshydratation industrielle du NG est l'absorption.

L'absorption un procédé de récupération des fractions lourdes incluses dans le gaz, donc il s'agit d'un transfert partiel ou total des fractions lourdes de la phase gazeuse vers la phase liquide.

Généralement pour l'absorption des molécules d'eau contenues dans un gaz qui a un point de rosé compris entre 15°C à 50°C (60°F à 120°F). [79;80;81,82] On utilise:



Mono-éthylène glycol (MEG)



### III.5.2.1. Principe

Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce cas par un lavage à contre-courant avec un solvant présentant une forte affinité pour l'eau, cette solution est le plus souvent un glycol.

Les propriétés recherchées pour le solvant sont les suivantes [83] :

- Grande affinité pour l'eau ;
- Coût réduit ;
- Caractère non corrosif ;
- Stabilité à l'égard des hydrocarbures ;
- Stabilité thermique ;
- Régénération facile ;
- Viscosité réduite ;
- Faible tension de vapeur à la température de contact ;
- Une solubilité réduite dans les hydrocarbures ;
- Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion ;
- Cinétique d'adsorption rapide ;
- Faible perte de charge ;
- Résistance à l'attrition ;
- Inertie chimique ;
- Pas d'effets de dilatation de volume avec la température et la saturation.

### III.5.2.2. Type d'absorbants [83]

Ethylène glycol (MEG)  $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$  ;

Diéthylène glycol (DEG)  $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_3$  ;

Tri éthylène glycol (TEG)  $C_6H_{14}O_4$  ;

Méthanol  $CH_3OH$ ;

Ammoniac  $NH_3$ ;

### III.5.2.3. DESHYDRATATION PAR ABSORPTION AVEC T.E.G [84;85]

#### III.5.2.3.1. Propriétés physico-chimiques du glycol [92]

Le tableau suivant résume les propriétés physico-chimiques de différents types de glycols qui peuvent être utilisés : [83]

**Tableau III.1** : Propriétés physico-chimiques du glycol

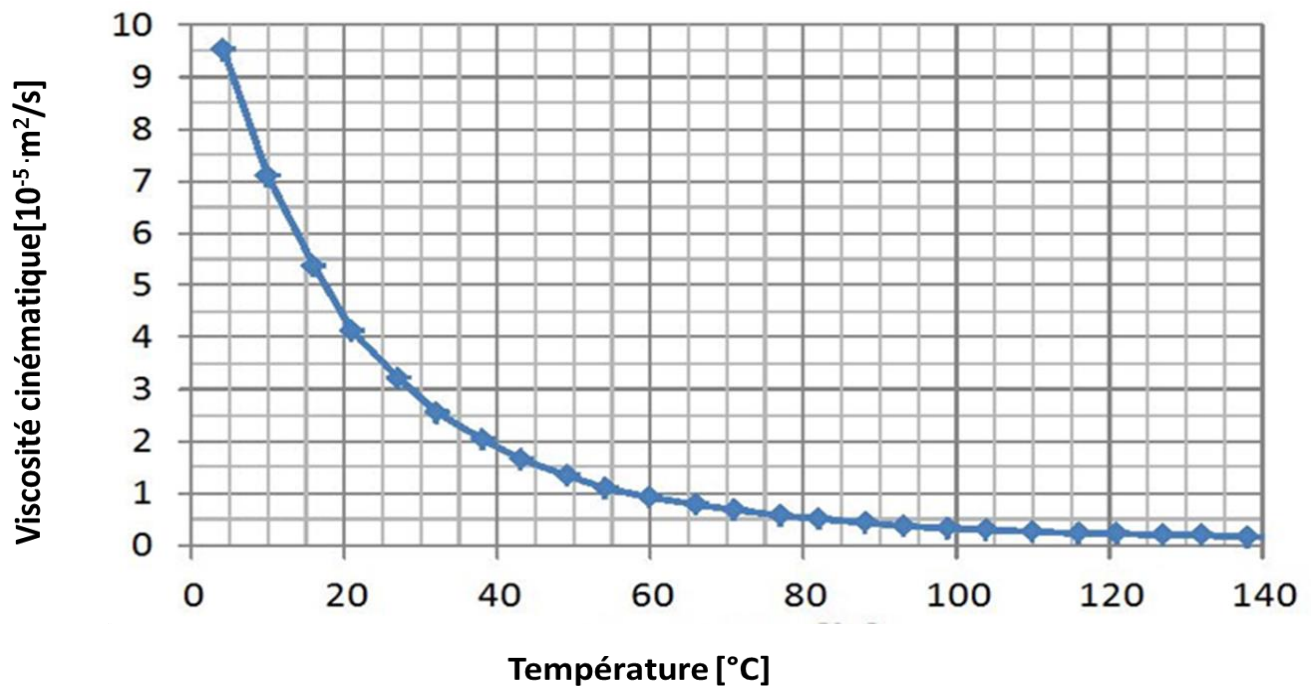
	Mono éthylène glycol	Di éthylène glycol	Tri éthylène glycol	Tetra éthylène glycol
SIGLE	MEG	DEG	TEG	T4EG
Formule chimique globale	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$	$C_8H_{18}O_5$
Masse molaire (Kg/K Moles)	62.068	106.122	150.175	194.228
Point de fusion °C	-13	-10.45	-07.35	-5
Point d'ébullition °C	197.3	245	277.85	307.85
TVR à 25°C	12.24	0.27	0.05	0.007
Densité à 25 °C (Kg/m <sup>3</sup> )	1.110	1.113	1.119	1.120
Viscosité absolue 25°C (pa.s)	0.07771	0.03021	0.03673	0.04271
Viscosité absolue à 60°C (pa.s)	0.00522	0.00787	0.00989	0.01063
Chaleur spécifique j/kg °k	2395	2307	2190	2165
Point d'éclair °C	111.1	123.89	176.67	196.11

L'absorption est généralement réalisée à l'aide d'un sorbant de triéthylèneglycol (TEG). L'absorption se déroule à basse température et l'eau absorbée est évaporée du TEG pendant la régénération dans un rebouilleur à haute température. Certaines propriétés physiques du TEG pur sont données dans le texte suivant.

Les données de viscosité en fonction de la température sont présentées dans le tableau III.2 et sont présentées dans un graphique de la figure III.7 [69].

**Tableau III.2 :** Viscosité cinématique du TEG en fonction de la température

[°C]	4	10	16	21	27	32	38	43	49	54	60	66
[m <sup>2</sup> /s 10 <sup>-5</sup> ]	9,53	7,094	5,367	4,124	3,214	2,539	2,032	1,646	1,348	1,116	0,934	0,788
[°C]	71	77	82	88	93	99	104	110	116	121	127	132
[m <sup>2</sup> /s 10 <sup>-5</sup> ]	0,672	0,577	0,5	0,436	0,384	0,34	0,303	0,272	0,245	0,222	0,203	0,186
[°C]	138	143	149	154	160	166	171	177	182	188	193	199
[m <sup>2</sup> /s 10 <sup>-5</sup> ]	0,171	0,159	0,147	0,138	0,129	0,121	0,115	0,109	0,103	0,099	0,095	0,091



**Figure III.7 :** Viscosité cinématique du TEG en fonction de la température

Il résulte de la figure III.7 que la viscosité cinématique du TEG augmente considérablement avec les basses températures. La température du TEG pendant un processus ne doit jamais descendre

en dessous de 10 ° C. La raison est d'éviter d'endommager la pompe ou même de colmater le débit. Pour des températures supérieures à 100 ° C, la viscosité change légèrement et la valeur de viscosité cinétique moyenne  $5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 / \text{s}$  peut être utilisée.

La densité du TEG à différentes températures est indiquée dans le tableau suivant [70].

**Tableau III. 3 :** Densité de TEG en fonction de la température

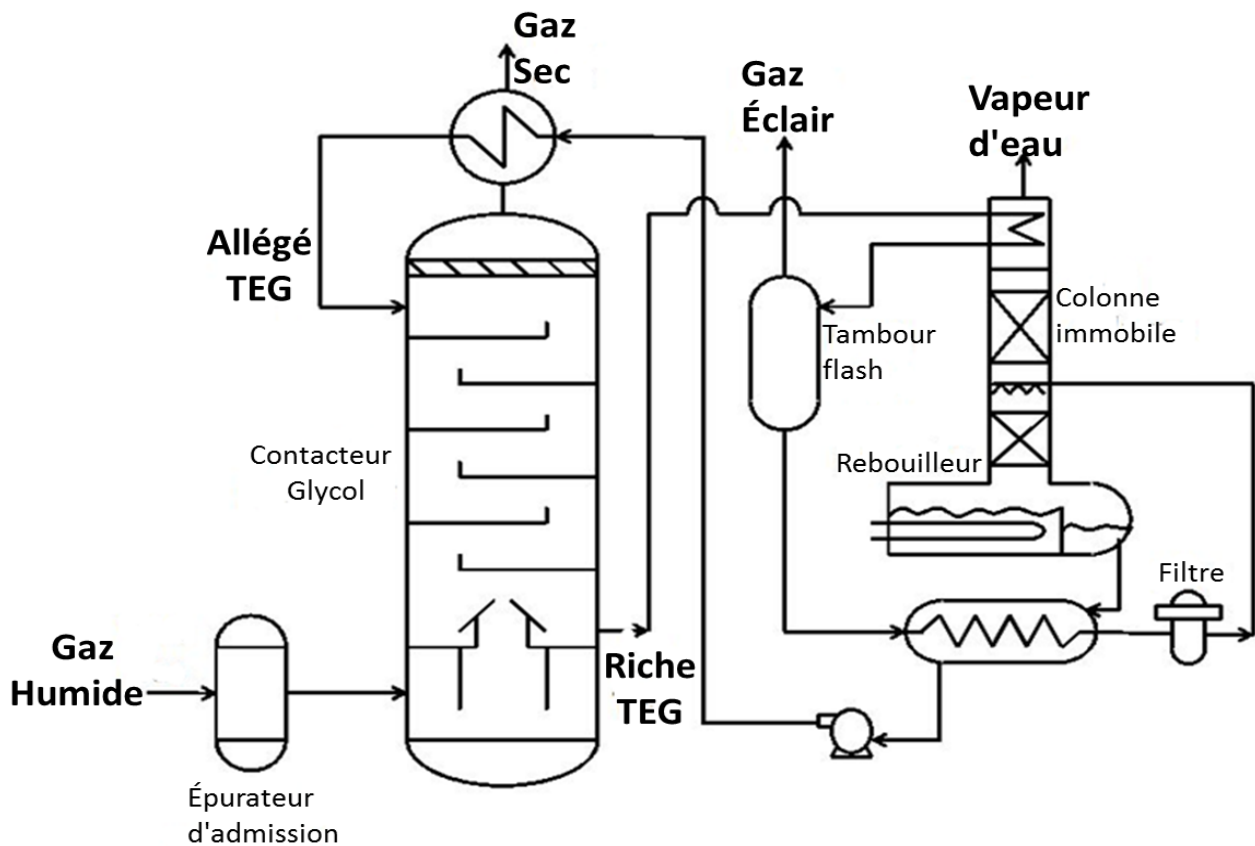
[°C]	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>21</b>	<b>27</b>	<b>32</b>	<b>38</b>	<b>43</b>	<b>49</b>	<b>54</b>	<b>60</b>	<b>66</b>	<b>71</b>	<b>77</b>
[kg/m <sup>3</sup> ]	1132	1128	1124	1119	1114	1111	1106	1101	1098	1093	1089	1084	1080
[°C]	82	88	93	99	104	110	116	121	127	132	138	143	149
[kg/m <sup>3</sup> ]	1076	1071	1066	1063	1058	1053	1050	1045	1041	1036	1032	1028	1023
[°C]	154	160	166	171	177	182	188	193	199	204	210	216	221
[kg/m <sup>3</sup> ]	1019	1015	1010	1007	1002	997	993	989	984	980	975	972	967

Le tableau III.3 montre que dans la plage de températures de travail, la densité du TEG est une fonction linéaire de la température.

Enfin, la conductivité thermique du TEG ne change pas dans la plage de températures de travail et a une valeur de  $0,194 \text{ W} / \text{m}^2 / \text{C}$ .

Le processus de déshydratation par absorption industrielle se déroule dans un contacteur au glycol (colonne à plateaux ou lit de paquets). Dans un contacteur, un flux à contre-courant de NG humide et de TEG est agencé. Lors du contact, le TEG est enrichi en eau et s'écoule par la partie inférieure du contacteur. Le TEG enrichi continue ensuite dans l'échangeur de chaleur interne, qui est incorporé en tête de la colonne de distillation dans la section de régénération de l'unité d'absorption. Il s'écoule ensuite dans le tambour flash, où les gaz flash sont libérés et séparés du flux. Le TEG se dirige ensuite vers le côté froid de l'échangeur de chaleur TEG / TEG. Juste après, le TEG réchauffé est filtré puis passe dans la section de régénération, où il est pulvérisé dans la colonne de distillation. De là, le TEG entre dans le rebouilleur. Dans le rebouilleur, l'eau est bouillie hors du TEG. L'énergie de régénération est d'environ 282 kJ par litre de TEG. La température intérieure ne doit pas dépasser 208 ° C, en raison de la température de décomposition du TEG. Le TEG régénéré (pauvre) est ensuite pompé à travers le côté chaud de l'échangeur de chaleur TEG / TEG et GN / TEG vers le haut du contacteur. L'ensemble de la méthode est illustré à la figure III.8 [71].

Le débit de circulation (ITEG / kgH<sub>2</sub>O) et la pureté du TEG régénéré sont les principaux facteurs limitants déterminant le rendement T<sub>dew</sub> du GN. La quantité de TEG en circulation est environ 40 fois la quantité d'eau à éliminer. La concentration minimale de TEG doit être supérieure à 95% en poids, mais la valeur recommandée est plus élevée. Cependant, pour obtenir une concentration de TEG supérieure à 99% en poids, une régénération améliorée de TEG doit être mise en œuvre.



**Figure III.8:** Schéma de déshydratation par absorption TEG [88]

### III.5.3. Déshydratation par adsorption

#### III.5.3.1. Généralités :

Lorsque les molécules présentes dans un courant fluidisant amenées en contact avec une surface solide, elles vont être maintenues à la surface par des forces qui dépendent de la nature chimique et physique à la fois du solide et des molécules gazeuses. Cette interaction est une adsorption due principalement à des forces de Van der Waal. Cette adsorption peut être épaisse de quelques

molécules. Sur un agent adsorbant commercial, l'eau est adsorbée sur une épaisseur de deux à trois molécules maximum. Par conséquent, pour avoir une grande capacité d'adsorption, il est nécessaire d'avoir une surface énorme. La surface est l'élément clé de tout bon adsorbant commercial. Certains adsorbant commerciaux présentent une surface de  $800 \text{ m}^2/\text{g}$  et peuvent retenir jusqu' à 318 litres d'eau par  $\text{m}^3$ . [86]

La deuxième méthode de déshydratation est l'adsorption d'eau par un déshydratant solide.

Généralement on utilise dans cette méthode en lit fixe, au cours de l'étape d'adsorption, le gaz est envoyé sur un lit d'adsorbant qui enlève l'eau (l'eau est adsorbée sur un tamis molaire, sur un gel de silice ou sur de l'alumine. Une comparaison des propriétés physiques de chaque déshydratant est présentée dans le tableau III. 4), la régénération du lit s'effectue en envoyant un gaz chaud. [87]

### III.5.3.2. Propriétés de l'adsorbant

Un adsorbant doit avoir les propriétés suivantes :

Capacité d' adsorption importante ;

Adsorption réversible ;

Cinétique d' adsorption rapide ;

Faible perte de charge ;

Inertie chimique ;

Pas d' effet de dilatation de volume avec la température et la saturation.

### III.5.3.3. Différents adsorbants

Les adsorbants les plus utilisés sont les suivants : [89,90]

#### a. Alumine activée :

L'alumine activée permet d' atteindre des puretés élevées sur le gaz traite, la teneur en eau résiduelle pouvant être de l'ordre de la ppm.

**b. Gel de silice (Silicagel) :**

La teneur en eau dans le gaz traité par adsorption sur gel de silice est d' environ 10 ppm. Il adsorbe les hydrocarbures donc il peut être utilisé pour séparer simultanément l' eau et la fraction condensât du gaz. Le silicagel est détruit par l' eau libre qui fait éclater les granulés, et étant de nature acide, réagit avec les bases.

**c. Tamis moléculaires (Zéolithes) :**

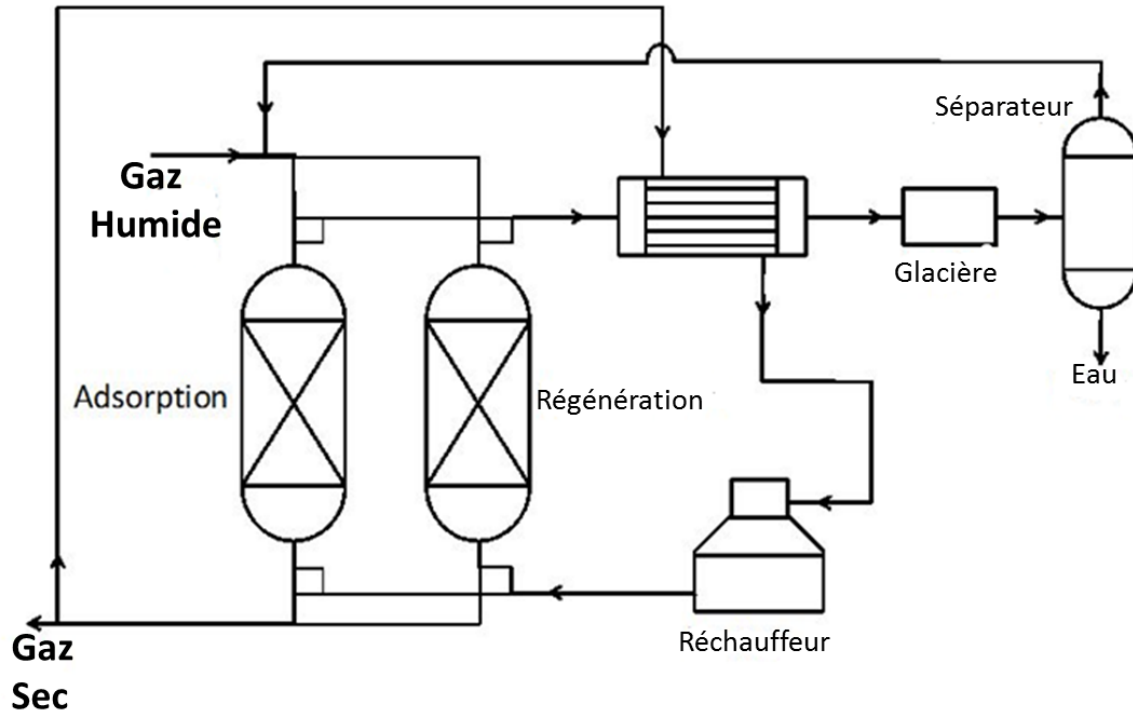
Les zéolithes utilisées sont des silicoaluminates dont la structure cristalline forme des cavités constituant un réseau microporeux. Cette structure comporte des cations qui est un rôle de compensation de charge ; selon leur nature, la taille des cavités d' accès varie. Donc, il est d'adsorbe l' eau au sein de la structure micro poreuse tout en excluant les hydrocarbures. Les tamis moléculaires permettent d' obtenir des puretés du gaz traité très élevé (teneur en eau de l'ordre 0.03 ppm), mais il s'agit d'une technique relativement coûteuse.

**Tableau III. 4 :** Comparaison des propriétés physiques des dessiccants utilisés pour la déshydratation du GN

Propriétés	Silica gel	Alumina	Tamis. Mol
Surface spécifique [m <sup>2</sup> /g]	750 – 830	210	650 – 800
Volume poreux [cm <sup>3</sup> /g]	0,4 – 0,45	0,21	0,27
Diamètre des pores [Å]	22	26	4-5
Capacité de conception [kg H <sub>2</sub> O/100 kg dessiccant]	7-9	4-7	9-12
Densité [kg/m <sup>3</sup> ]	721	800 - 880	690 – 720
Capacité thermique [J/kg/°C]	920	240	200
Température de régénération [°C]	230	240	290
Chaleur de désorption [J]	3256	4183	3718

La quantité de molécules d'eau adsorbées augmente avec la pression du gaz et diminue avec sa température. Ces faits sont pris en compte lors de la conception des paramètres du processus. Les colonnes de déshydratation par adsorption fonctionnent toujours périodiquement. Un minimum de deux systèmes de lit est utilisé. En règle générale, un lit sèche le gaz tandis que l'autre est en cours

de régénération. La régénération est effectuée par du gaz préchauffé, ou par une partie du GN déshydraté, comme le montre la figure III.9.



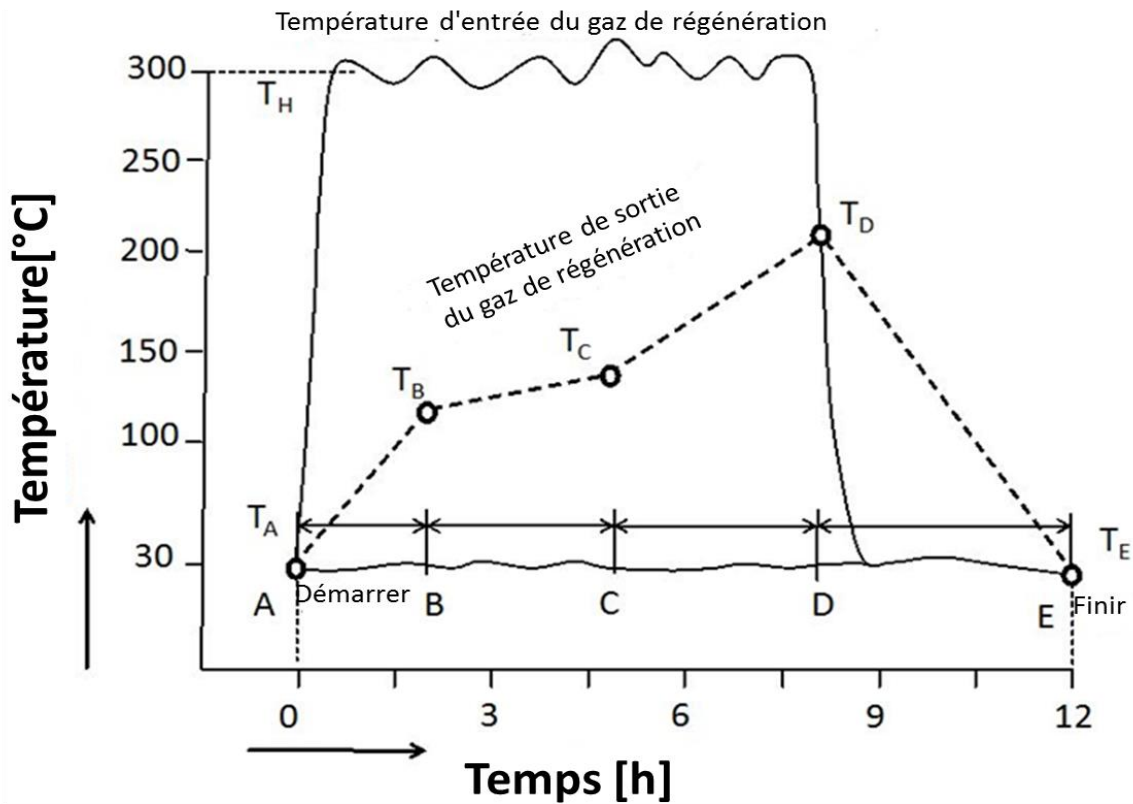
**Figure III.9** : Schéma du processus de déshydratation par adsorption à variation de température

Cette méthode est connue sous le nom d'adsorption modulée en température (TSA). La régénération peut également être effectuée par changement de pression - adsorption modulée en pression (PSA). Une combinaison de ces deux méthodes (PSA et TSA) semble être une option future prometteuse pour la déshydratation par adsorption du GN. Cette idée est toujours en cours de recherche. [91]

Dans les applications classiques, le réchauffeur TSA est réalisé comme un brûleur ordinaire ou comme un échangeur de chaleur à calandre et tube chauffé à la vapeur ou à l'huile chaude. Le gaz de régénération se réchauffe dans le réchauffeur et s'écoule dans la colonne. Dans la colonne passe à travers l'adsorbant et l'eau se désorbe dans le gaz de régénération. Le gaz de régénération saturé en eau s'écoule ensuite dans le refroidisseur. Le refroidisseur utilise généralement de l'air froid pour diminuer la température du gaz de régénération. Lorsque le gaz de régénération saturé en eau est

refroidi, une condensation partielle de l'eau se produit. Le gaz de régénération est conduit plus loin dans le séparateur, où l'eau condensée est éliminée. [93]

Un écoulement en aval de NG humide à travers la colonne d'adsorption est généralement appliqué. De cette manière, le flottement et la canalisation d'un adsorbant sont évités. La régénération est effectuée par écoulement à contre-courant afin d'assurer une régénération complète à partir du bas de la colonne, où se déroule le dernier contact du GN séché avec l'adsorbant. L'évolution typique de la température pour une régénération de 12 h des tamis moléculaires est illustrée à la figure III.10 [94 ;95 ;96].



**Figure III.10** : Cours de température typique pour la régénération TSA de 12 h de tamis moléculaires.

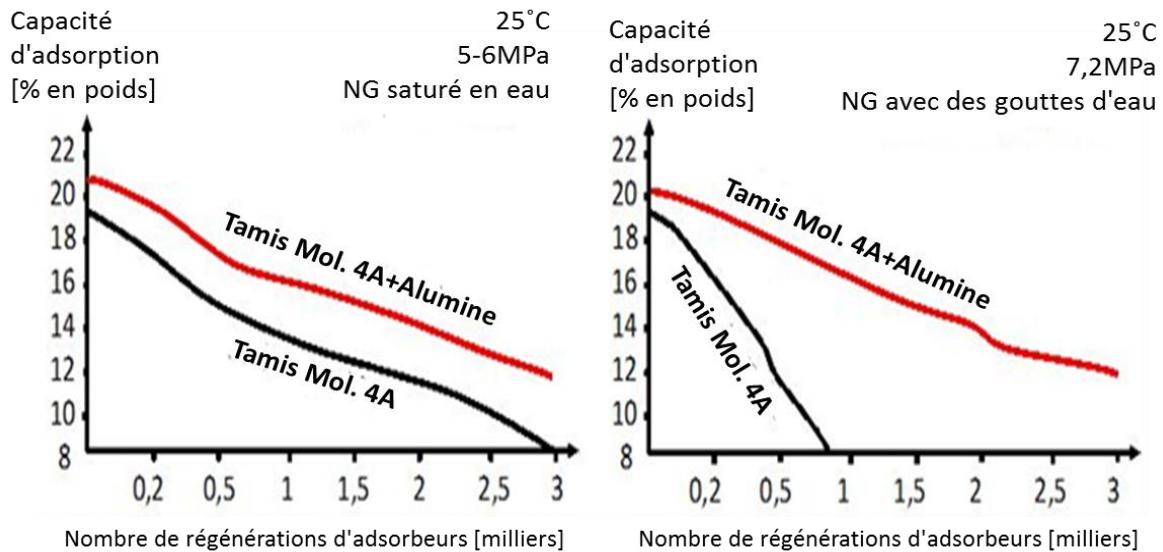
La forme de la courbe représentant l'évolution de la température du gaz de régénération en sortie est typiquement composée de quatre régions. Ils sont spécifiés par les frontières temporelles A, B, C et D avec des températures aux frontières appropriées  $T_A$ ,  $T_B$ ,  $T_C$  et  $T_D$ . La régénération commence au point A. Le gaz de régénération d'entrée réchauffe la colonne et l'adsorbant. À une température d'environ 120°C ( $T_B$ ), l'humidité absorbée commence à s'évaporer des pores. L'adsorbant continue de se réchauffer plus lentement, car une partie considérable de la chaleur est

consommée par l'évaporation de l'eau. A partir du point C, on peut supposer que toute l'eau a été désorbée. L'adsorbant est en outre chauffé pour désorber  $C_5^+$  et d'autres contaminants. La régénération est terminée lorsque la température de sortie du gaz de régénération atteint 180 - 190°C (TD). Enfin, le refroidissement se déroule du point D au point E. La température du gaz de refroidissement ne doit pas descendre en dessous de 50°C, afin d'éviter toute condensation d'eau du gaz de refroidissement [96].

Une partie du GN déshydraté est généralement utilisée comme gaz de régénération. Après la régénération de l'adsorbant, le gaz de régénération est refroidi et l'eau qui en est condensée est séparée. Après la séparation de l'eau, le gaz de régénération est rajouté au courant d'entrée ou en variante au courant déshydraté.

L'énergie totale utilisée pour la régénération est composée de chaleur pour réchauffer la charge (30%), de chaleur pour la désorption (50%) et de chaleur entrant dans la structure (20%). Avec une isolation interne adéquate des tours d'adsorption, la chaleur allant à la structure peut être minimisée et environ 20% de l'énergie investie peut être économisée.

Les processus dits LB TSA (Layered Bed Temperature-Swing Adsorption) sont une mise à niveau de la méthode TSA. Ici, la colonne d'adsorption est composée de plusieurs couches d'adsorbants différents. Par conséquent, les propriétés des adsorbants séparés sont combinées dans une seule colonne. Par exemple, dans la déshydratation GN, une combinaison d'alumine activée avec un tamis moléculaire 4A est utilisée. L'alumine a une meilleure résistance à l'eau liquide, donc une fine couche est mise en premier pour entrer en contact avec le GN humide. Cette commande prend en charge la durée de vie du tamis moléculaire, qui est placé sous la couche d'alumine. L'effet de l'allongement de la durée de vie de l'adsorbant est montré pour deux cas sur la figure III.11. On peut voir que le contact avec de l'eau liquide diminue considérablement la durée de vie du tamis moléculaire [97].



**Figure III.11** : Effet de l'adsorption en couches sur la durée de vie de l'adsorbant

### III.5.3.4. Caractéristiques de procédé [98]

Les caractéristiques principales de l'adsorption en lit fixe sont les suivantes :

- La concentration en H<sub>2</sub>O dans le gaz doit être faible ;
- Il est recommandé pour les grands débits de charge ;
- Le pourcentage résiduel d'eau est très faible ;
- Il nécessite un fonctionnement discontinu ;
- La teneur en hydrocarbures lourds dans la charge doit être limitée ;
- La présence de COS et CS<sub>2</sub> est nuisible ;
- L'adsorbant est un produit cher qui doit être remplacé tous les trois ans.

### III.5.3.5. Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption :

**Tableau III. 5:** Avantages et les inconvénients des procédés d'adsorption [99]

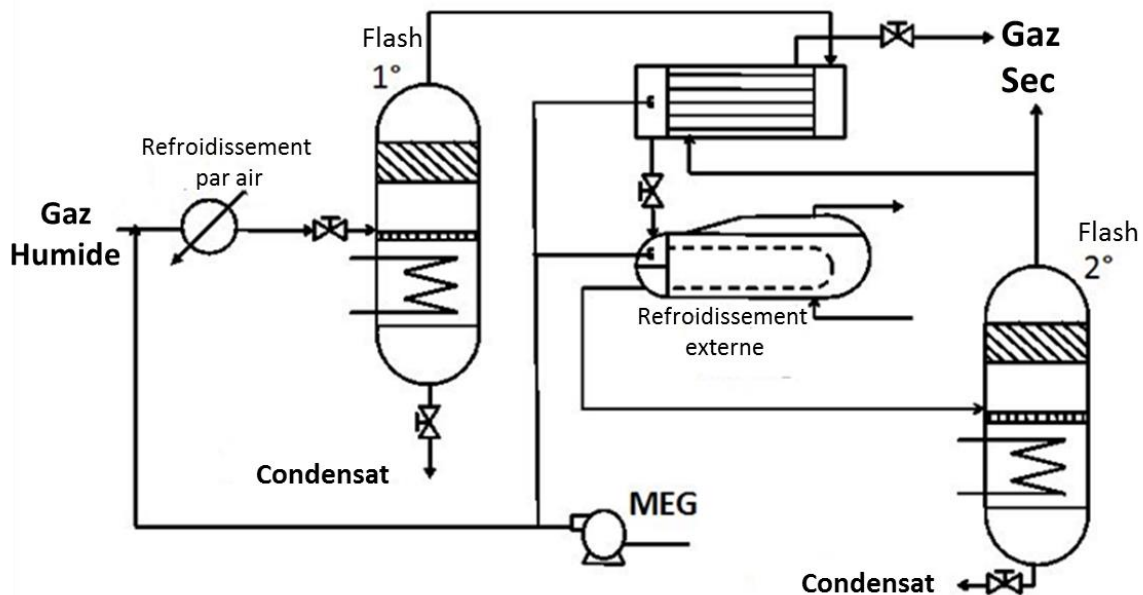
Avantages	Inconvénients
Point de rosée très bas (sous 70 bar)	investissement important
- zéolithes : -90°C	perte de charge élevée
- alumine : -73°C	sensibles à l'empoisonnement
- silice : -60°C	demande une importante quantité
simplicité de la mise en œuvre et du design	de chaleur pour la régénération
pas de problèmes de moussage	
grande sélectivité	

### III.5.4. Condensation

Le troisième procédé de déshydratation conventionnel utilise le refroidissement par gaz pour transformer les molécules d'eau en phase liquide et les élimine ensuite du courant. Les liquides de gaz naturel et les hydrocarbures supérieurs condensés peuvent également être récupérés du GN par refroidissement. La méthode de condensation est donc généralement appliquée pour la déshydratation et la récupération simultanées de liquides de gaz naturel.

Le GN peut être avantageusement refroidi par effet Joule-Thompson (effet JT). L'effet JT décrit comment la température d'un gaz change avec le réglage de la pression. Pour GN, grâce à l'expansion, la distance moyenne entre ses molécules augmente, entraînant une augmentation de leur énergie potentielle (forces de Van der Waals). Lors de l'expansion, il n'y a pas d'échange de chaleur avec l'environnement, ni de création de travail. Par conséquent, en raison de la loi de conservation, l'augmentation de l'énergie potentielle entraîne une diminution de l'énergie cinétique et donc une diminution de la température du GN. Cependant, il existe un autre phénomène lié au refroidissement du GN humide. Une attention particulière doit être portée à la formation d'hydrate de méthane. Les hydrates formés par refroidissement peuvent obstruer le flux. Ceci est généralement évité en

injectant du méthanol ou des inhibiteurs d'hydrate de mono éthylène glycol (MEG) avant chaque refroidissement. La figure III.12 représente une application industrielle d'un procédé de déshydratation utilisant l'effet JT et l'inhibition d'hydrate de MEG.



**Figure III.12** : Méthode de déshydratation utilisant l'effet JT et l'inhibition des hydrates.

Le GN humide est étranglé en deux étapes à l'intérieur des réservoirs de flash. La température plus basse (due à l'effet JT) du flux de gaz dans les réservoirs flash conduit à une condensation partielle des vapeurs d'eau. Les gouttelettes créées sont éliminées du flux de gaz par un antibuée à l'intérieur des flashes. Dans les cas où le refroidissement par effet JT est insuffisant (la différence de pression utilisable entre l'entrée et la sortie du gaz est insuffisante), le pré-refroidisseur d'air et le refroidisseur externe sont mis en marche. Comme la déshydratation est normalement appliquée à de grands volumes de GN, les refroidisseurs externes doivent avoir des performances élevées, de sorte que ce type de refroidissement est très coûteux en énergie. Pour la déshydratation des basses pressions GN, les refroidisseurs externes consomment jusqu'à 80% de l'énergie totale de l'unité de déshydratation. Cependant, si la différence de pression utilisable est élevée, l'effet JT à l'intérieur des flashes est si fort qu'un chauffage interne des flashes est nécessaire pour dégeler tout hydrate de

méthane ou glace qui peut se former. Une méthode de condensation est appliquée lorsque les conditions appropriées pour l'effet JT sont disponibles. [100]

### III.5.5. Déshydratation par perméation gazeuse (membrane) :

Les procédés de séparation utilisent la séparation par passage sélectif (perméation) d'un ou plusieurs composés. La composition de la matière passant à travers la membrane est donc différente de la composition de celle retenue par la membrane.

Ce type d'opération est schématisé sur la figure III.13. En pratique, les membranes sont intégrées dans un support pour former ce que l'on appelle un module.

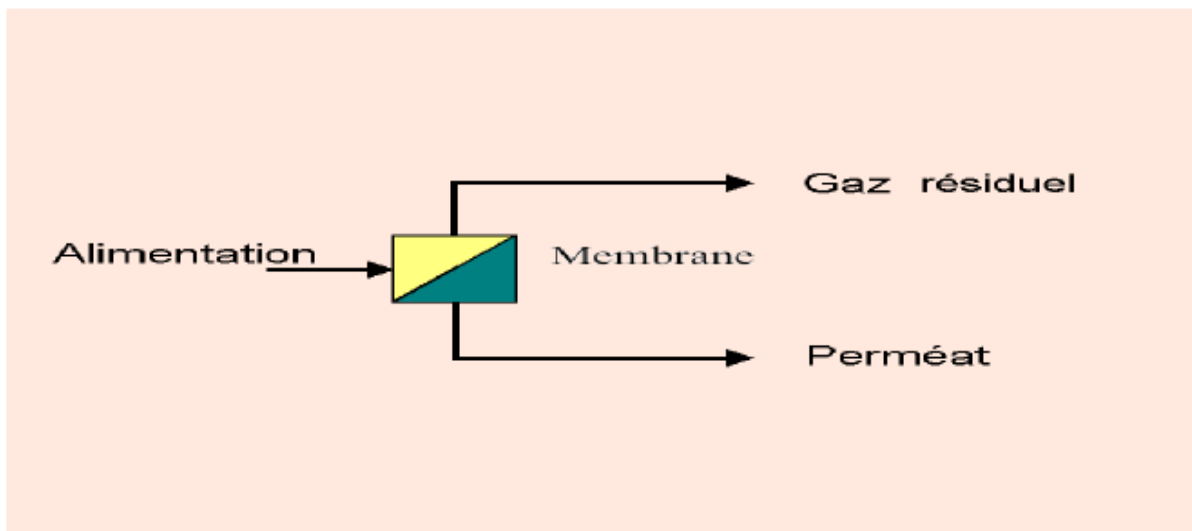


Figure III.13 : Déshydratation par membranes de perméation

Dans cette figure, le flux passant à travers la membrane est appelé perméat, et le flux retenu par la membrane est appelé rétentat.

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

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

Toutefois, 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 et

particulièrement important pour la production en mer. Ces différents avantages n'apparaissent que lors d'un fonctionnement à un seul étage, sont recyclage ni recompression du perméation.

Pour l'unité de perméation gazeuse traitant  $1.107 \text{ m}^3$  par jour de gaz à 7 MPa et devant ramener la teneur en eau de 1040 à 170 ppm, la perte en gaz est estimée à 4.2% et la surface de membrane évaluée et de  $1430 \text{ m}^2$ . [101]

Dans ces conditions pour rendre le procédé économiquement rentable il est nécessaire soit de trouver une application compatible avec la production de gaz à basse pression soit de réduire sensiblement la perte en gaz, en améliorent encore les performances de la membrane.

### **III.6.Comparaison des méthodes de déshydratation conventionnelles [102]**

#### **III.6.1. Comparaison générale**

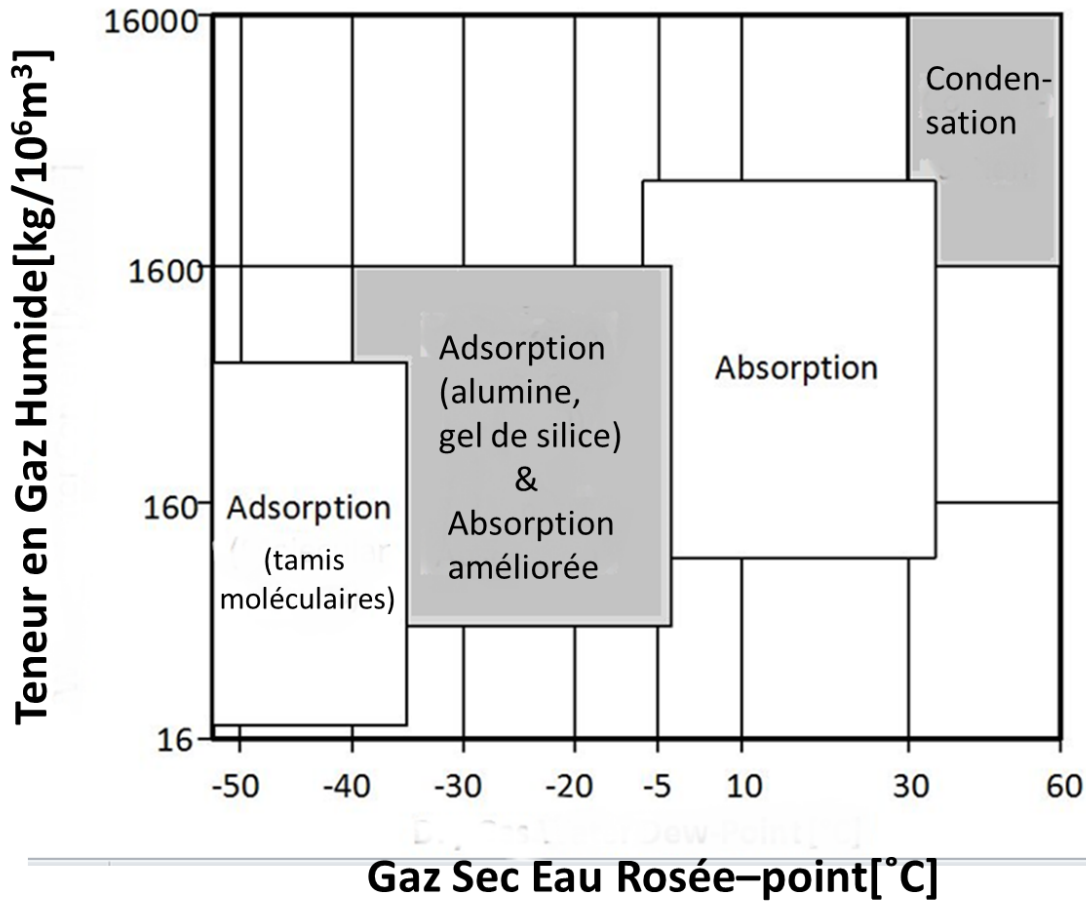
Chacune des méthodes présentées ici a ses avantages et ses inconvénients. L'absorption par TEG est aujourd'hui la méthode la plus utilisée. La sortie  $T_{\text{dew}}$  autour de  $-10^\circ\text{C}$  est généralement atteinte et cette concentration en eau est suffisante pour la distribution de GN par pipeline. En effet, avec une conception améliorée du rebouilleur (Vacuum Stripping, Drizo, Coldfinger), la sortie  $T_{\text{dew}}$  est même 2 à 3 fois plus basse. Cependant, le TEG a un problème avec le soufre et avec le gaz contaminé par des hydrocarbures supérieurs. Le TEG dans le rebouilleur mousse et avec le temps il se dégrade en une «boue noire». Les émissions de BTEX (l'acronyme signifie benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes) dans les gaz flash et dans l'évent du rebouilleur sont un autre inconvénient.

La déshydratation par adsorption peut atteindre une très faible concentration d'eau de sortie  $T_{\text{dew}} < -50^\circ\text{C}$ , et les gaz contaminés ne sont pas un problème. Même la corrosion de l'équipement se déroule à un rythme plus lent. Cependant, l'adsorption nécessite un investissement en capital élevé et un encombrement élevé. Le processus d'adsorption fonctionne avec au moins deux colonnes (certaines lignes en utilisent trois, quatre ou jusqu'à six). L'expérience industrielle indique que le coût en capital d'une ligne d'adsorption est 2 à 3 fois plus élevé que lorsque l'absorption est utilisée [103]. De plus, les coûts d'exploitation sont plus élevés pour l'adsorption que pour l'absorption. [104]

La déshydratation par expansion est la méthode la plus appropriée dans les cas où une différence de pression élevée est disponible entre l'UGS et le raccordement de distribution. Cependant, la différence diminue pendant la période de retrait et devient insuffisante, de sorte qu'un

cycle de refroidissement externe est nécessaire. Un cycle de régénération de l'inhibiteur d'hydrate à partir du condensat séparé à l'intérieur des flashes est également nécessaire. [105;106;107]

L'aperçu général des domaines appropriés pour l'application de la méthode de déshydratation cible est représenté sur la figure III.14 suivante.



**Figure III.14** Vue d'ensemble des zones adaptées à l'application de la méthode de déshydratation cible.

### III.7. Conclusion:

Le chapitre devrait aider à choisir une méthode de déshydratation appropriée. Les méthodes suivantes sont disponibles en option: absorption, adsorption et condensation. L'absorption est utilisée dans les cas où l'accent n'est pas mis sur la teneur en eau du flux de sortie, et lorsque de faibles investissements d'exploitation et d'investissement sont nécessaires. L'adsorption est utilisée dans les cas où la GN sèche osseuse est nécessaire. Une séparation à basse température utilisant

l'effet JT est utilisé dans les cas où une chute de pression est disponible entre l'entrée suffisante et la sortie de l'unité de déshydratation.

Différents procédés de traitement permettent d'obtenir les spécifications requises pour le transport, où l'utilisation du gaz naturel. Les contraintes liées à l'environnement et la nécessité de réduire les coûts, notamment dans le cas de la production en zone difficile, rendent nécessaire toutefois le recours à des procédés innovants. Il dérive pour une large part de procédés plus anciens, mais peuvent conduire à des réductions importantes des coûts d'investissements et d'exploitation.

### Conclusion :

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorise son utilisation.

L'exploitation du gaz naturel s'est heurtée à des difficultés liées au bouchage, corrosion, l'érosion et même le risque de contamination des conduites à cause de la présence des gaz acides, de l'eau...etc.

Cependant, La présence d'eau dans le gaz naturel a été et restera une contrainte dans la production du gaz naturel, de par son rôle dans la formation des hydrates qui à leur tour endommagent et détériorent les installations de production.

Pour éliminer tous ces impuretés, il est nécessaire de traiter le gaz afin de le rendre susceptible pour l'utilisation ainsi le mettre dans les normes de commercialisation.

Pour l'inhibition de ces hydrates il y a diverses méthodes de déshydratation parmi eux : refroidissement, adsorption, absorption et par membrane.

A travers l'étude que nous avons réalisée, nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

L'une des méthodes les plus importantes utilisées pour éliminer l'eau est déshydratation par absorption avec T.E.G & tamis moléculaires.

La déshydratation réduit les risques de corrosion des pipes surtout en présence de molécules d'eau libres et élimine les risques de solidification dans les procédés cryogéniques.

La présente invention a pour but de réaliser les différentes étapes de traitement d'un gaz naturel : déshydratation, séparation des hydrocarbures condensables et désacidification, dans un même procédé intégré. Dans la demande de brevet français N° 2605 241, il est déjà décrit un procédé de traitement faisant appel à un solvant physique réfrigéré et permettant de réaliser l'ensemble des opérations de déshydratation, séparation des hydrocarbures supérieurs et désacidification. Ce procédé présente des avantages importants par rapport aux techniques antérieures.

## Reference

- [1] Julia MAGNÉ-DRISCH, Sébastien GONNARD, Traitement du gaz naturel, Techniques de l'ingénieur, 10 nov. 2015. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/procedes-industriels-de-base-en-chimie-et-petrochimie-42329210/traitement-du-gaz-naturel-j5482/>
- [2] Gilles KIMMERLIN, Gaz naturel, Techniques de l'ingénieur, 10 juil. 2010. <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/combustibles-fossiles-42215210/gaz-naturel-be8555/>
- [3] SONATRACH. La Revue de SONATRACH. Edition N°54.Djenane el Malik Hydra-Alger : la Direction Communication et Stratégie d'Image, octobre 2007.p46. (Publication de l'Entreprise SONATRACH). ISSN 1111-1070.
- [4] Connaissance des energies.org/ fiches pédagogiques. Énergies fossiles
- [5] Jimmy-Humphrey, George E-Keller, Procédés de séparation - Techniques, sélection, dimensionnement Edition Dunod, 2001
- [6] Saeid Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight, handbook of natural gas transmission and processing, (2006).
- [7] Traitement du gaz naturel I, cours préparé par Dr SELLAMI M.H, université de Ouargla.
- [8] ROJEY, Alexandre. Le gaz naturel, production traitement transport.27 Rue Ginoux – 75737Paris cedex 15 : TECHNIP, 1994. (L'Institut Français du Pétrole), p 430.
- [9] S. BUCH, L'organe d'operating conjoint relatif au développement d'Ohanet, Algérie SONATRACH-BHP BILLITON : 11/03/2009, page 124-137.
- [10] Associated Petroleum Gas in Russia: Reasons for Non-utilization (PDF). FNI Report 13/2010.
- [11] World Bank, GGFR Partners Unlock Value of Wasted Gas". World Bank Group. 14 December 2009. Retrieved 17 March 2010].
- [12] Pierre COPIGNEAUX. Distillation. Absorption colonnes garnies, Techniques de l'ingénieur, traité génie des procédés, 10 mars 1993.
- [13] YOUMBAI Zakaria, MENAGGUER Abdelhakim, DOUYEM Yahia,(2018), "Etude l'effet de la décarbonatation sur les propriétés thermodynamiques du gaz naturel", Master Académique, Université EL-Oued, p 26-27.
- [14] Revue trimestriel de Sonagraphe. Revue. Décembre 2007.

- [15] M.GHILANI Youcef,(2017), "Vérification et estimation la durée de vie du tamis moléculaire.
- [16] A. Rojey, Le Gaz Naturel, Production, Traitement et Transport, Editions Technip, Paris, France (1994). p.70-80.
- [17] Gas purification. Arthur Kohl, Richard Nielsen. Edition Gulf publishing Company Houston, Texas1997, ISBN 0-88415-220-0.
- [18] Comprenant des notions générales sur le gaz naturel, l'unité de traitement de gaz (CPF), la section de déshydratation du projet Reggane. (Etude et dimensionnement de l'unité de déshydratation).
- [19] R.E Cannon, Gas Processing Industry, Origins and Evolution, Gas Processors Association, Tulsa (1993). Fundamentals of Natural Gas Processing p.8.
- [20] SNC.LAVALIN. GNL101 .Initiation au Gaz Naturel Liquéfié .été2016.
- [21] [gazprom-energy.fr/gazmagazine](http://gazprom-energy.fr/gazmagazine). Les reserves mondiales de gaz naturel en 2020
- [22] BP Statistical Review of World Energy 2020 - 69th edition. P 32.
- [23] Statistical Review of world energy - all data [archive], juin 2020 (séries plus longues : 1965-2019). P 34.
- [24] Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency - IEA), Key World Energy Statistics 2020 [archive], 27 août 2020, P 14,
- [25] Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency - IEA), Key World Energy Statistics 2020 [archive], 27 août 2020, P 06.
- [26] BP Statistical Review of World Energy 2020 - 69th edition [archive], BP, juin 2020. Tab 27.
- [27] Site [www.sonatrach.com](http://www.sonatrach.com). Hydrocarbur. GÉNÉRALITÉS. LES BASSINS SÉDIMENTAIRES ET PROVINCES PÉTROLIÈRES.  
<https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>
- [28] A.ROJEY. Le gaz naturel production traitement transport, édition technip, 1994.P- Wuithier : Raffinage et génie chimie « Edition technip1972, Paris».
- [29] Gaz naturel, production, traitement et transport. « Publication IFP, édition technip 1995 », p 23. <https://docplayer.fr/83211507-Le-gaz-naturel-production-traitement-transport-pdf-telecharger-lire-telecharger-lire-english-version-download-read.html>
- [30] OPTIMISATION D'UN PROCÉDÉ DE DÉSHYDRATATION DE GAZ NATUREL . par Nicolas SAULET LOMBE INSTITUT SUPERIEUR D'INGENIERIE- Port-Gentil, GABON - Licence professionnelle 2015 .[www.memoireonline.com/09/19/10886/m\\_Optimisation-d-un-procede-de-traitement-de-gaz-naturel7.html](http://www.memoireonline.com/09/19/10886/m_Optimisation-d-un-procede-de-traitement-de-gaz-naturel7.html).visite le : 02\05\2021. 02 :20

- [31].Information Amont - Aval – Transport. INFORMATION TRANSPORT 33—22 TRANSFORMATION, STOCKAGE ET TRANSPORT DU GAZ NATUREL. Ingénieurs en Sécurité Industrielle. 2006 ENSPM Formation Industrie - IFP Training. PSTT - 02103\_A\_F - Rév. 2. 18/04/2006.
- [32] Stockage et transport des produits pétroliers. Enseignant : M.Y.BELGHIT
- [33]connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/stockage-du-gaz.Stockage et distribution.visite-le : 02\05\2021. 00 :20
- [34] Gazprom.Energy 16 juillet 2019.CULTURE ÉNERGIE.Stockage du gaz naturel : comment ça fonctionne ?gazprom-energy.fr/gazmagazine/2019/07/fonctionnement-stockage-gaz-naturel/
- [35] Dr. A.H Younger, P. Eng, natural gas processing principles and technology, part 1,(2004).
- [36] Dr. Boyun Guo and Dr. Ali Ghalambor, natural gas engineering handbook, (2005).
- [37] Écrit par : Bernard CLÉMENT ; Évrard DE FOSSEUX ; François DEBIEN ; Jean-Pierre PERRET ; PUYRAIMOND ; Patrick de RENÉVILLE ; Michel RICHARD (universalis.fr/encyclopedie/gaz-naturel/5-traitement)
- [38] Rev. Inst. Fr. Pét. Volume 51, Number 5, September-October 1996. Natural Gas. Page(s) 653 – 668. Published online 01 November 2006
- [39] Rev. Inst. Fr. Pét. **Volume** 41, Number **1**, January-February 1986. Institut Français du Pétrole. Page(s) 145 – 158. Published online 01 November 2006
- [40] Sofiane Benseghir. Date du transfert le May 27, 2016 .Traitement de Gaz. Pages 35.
- [41] Abdou Chawi Date du transfert le Oct 18, 2014. INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE. Traitement, liquéfaction et stockage du Gaz Naturel.
- [42] Date du transfert le Mar 31, 2019. Généralités Sur Le Traitement de Gaz.
- [43] Crédits : Encyclopædia Universalis France. Retrouvez ce média dans GAZ NATUREL. universalis.fr
- [44] A.ROJEY. Le gaz naturel production traitement transport, édition technip, 1994.P- Wuithier : Raffinage et génie chimie « Edition technip1972, Paris».
- [45] Dr. A.H Younger, P. Eng, natural gas processing principles and technology, part 1,(2004).
- [46] Gaz naturel, production, traitement et transport. « Publication IFP, édition technip 1995 », p 23.
- [47] Dr. Boyun Guo and Dr. Ali Ghalambor, natural gas engineering handbook, (2005).
- [48] Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, natural gas processing, page 2, (2006).
- [49] Ayhan Demirbas, methane gas hydrate, (2010).

- [50] James G. Speight, Ph.D. D.Sc, synthetic fuels handbook, (2008)
- [51] COPIGNEAUX. Distillation. Absorption colonnes garnies, Techniques de l'ingénieur, traité génie des procédés.
- [52] Enseignant : M.Y.BELGHIT. Traitements & Industrie du gaz naturel. Page 23.
- [53] MAGNETROL.AMETEK SENSORS, TEST & CLIBRATION.  
[magnetrol.com/fr/deshydratation-des-gaz](http://magnetrol.com/fr/deshydratation-des-gaz).
- [54] PROCESS SYSTEMS. Domaines D'activités. Traitement du gaz. Déshydratation Du Gaz.
- [55] [flexim.com/fr/industries/oil-gas/stockage/deshydratation-du-gaz](http://flexim.com/fr/industries/oil-gas/stockage/deshydratation-du-gaz).
- [56] Makogon Y.F. (1997). Hydrates of Hydrocarbons, Texas A & M. University, PennWell Books, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Dr Wayne Dunlap.
- [57] Coastal Systems and Continental Margins – Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments, Vol. 5, 2000, 414 pages, Kluwer Academic Publishers, Edited by Michael D. Max.
- [58] Paull C., Dillon W.P. (2001). Natural Gas Hydrates : Occurrence, Distribution and Detection. Geophysical Monograph Series, 124 : 315 pages.
- [59] Sloan E.D., Koh C.A. (2008). Clathrate hydrates of Natural Gases. Third Edition, CRC Press, Boca Raton.
- [60] Kvenvolden K., Lorenson T.D. (2001). The global occurrence of natural gas hydrates, in Natural gas hydrates : Occurrence, Distribution and Detection. Geophysical Monograph, edited by Paull C.K., Dillon W.P., 3-18, AGU, Washington.
- [61] [phlam.univ-lille.fr/recherche/pmi/recherches/ii-phase-condensee-et-interfaces/1-sciences-de-lenvironnement-c-hydrates-de-gaz/](http://phlam.univ-lille.fr/recherche/pmi/recherches/ii-phase-condensee-et-interfaces/1-sciences-de-lenvironnement-c-hydrates-de-gaz/)
- [62] Exploration et Production Le Process La Déshydratation du Gaz. Support de Formation: EXP-PR-PR130-FR. Dernière Révision: 19/04/2007. Page 7.
- [63] [www.memoireonline.com/09/19/10886/m\\_Optimisation-d-un-procede-de-traitement-de-gaz-naturel10.html](http://www.memoireonline.com/09/19/10886/m_Optimisation-d-un-procede-de-traitement-de-gaz-naturel10.html). visite le : 28 /04/2021. 17 :55
- [64] Jean-Luc Charlou Hydrates de gaz et Hydrogène : ressources de la mer du futur ?

[65] Les hydrates, IFP Training, 2007

[66] traitement de gaz, ENSPM, 2005

[67] [gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/gas-dehydration](http://gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/gas-dehydration). Visite le : 28 /04/2021. 21 :05

[68] Chemistry of Petrochemical Processes.  
[https://books.google.dz/books?hl=ar&lr=&id=wp5ZV7BQU1UC&oi=fnd&pg=PP1&dq=Chemistry+of+Petrochemical+Processes.&ots=GH4YMtO2JW&sig=CyuUgZWupFpd3LgUKOd3o8po4f0&redir\\_esc=y#v=onepage&q=Chemistry%20of%20Petrochemical%20Processes.&f=false](https://books.google.dz/books?hl=ar&lr=&id=wp5ZV7BQU1UC&oi=fnd&pg=PP1&dq=Chemistry+of+Petrochemical+Processes.&ots=GH4YMtO2JW&sig=CyuUgZWupFpd3LgUKOd3o8po4f0&redir_esc=y#v=onepage&q=Chemistry%20of%20Petrochemical%20Processes.&f=false)

[69] Michal Netušil and Pavel Ditl (October 31st 2012). Natural Gas Dehydration, Natural Gas - Extraction to End Use, Sreenath Borra Gupta, IntechOpen, DOI: 10.5772/45802.

[70] Shale Gas Development in the United States .By Daniel J. Soeder. Edited by Hamid Al-Megren.

[71] Natural Gas Extraction to End Use. Edited by Sreenath Gupta. Published: October 31st 2012

[72] LA DESHYDRATATION DU GAZ. BERRTIMA ARIBI. 2013/06/18

[73] Sauter E., Muyaskshin S.I., Charlou J.L., Schlueter M., Boetius A., Jerosch K., Damm E., Foucher J.P., Klages M. (2006). Methane discharge from a deep-sea submarine mud volcano into the upper water column by gas hydrate-coated methane bubbles. Earth Planet. Sci. Lett., 243 : 354-365.

[74] [patents.google.com/patent/EP0835921A1](http://patents.google.com/patent/EP0835921A1)

[75] FR2605241A1 .1988-04-22. Inst Francais Du Petrole. Procédé integre de traitement d'un gaz humide renfermant du méthane dans le but d'en éliminer l'eau

[76] FR2636857A1 1990-03-30 Inst Francais Du Petrole Procédé de deshydratation, de desacidification et de séparation d'un condensat d'un gaz naturel

[77] US2672034A 1954-03-16.Standard Oil Dev Co.Dehydration of liquefied petroleum gas

[78] CA2383283C .2010-09-07.Institut Francais Du Petrole. Procédé de prétraitement d'un gaz naturel contenant des composés acides

- [79] FR2824492B1.2003-06-27.Inst Francais Du Petrole. Procédé de prétraitement d'un gaz naturel contenant des composés acides
- [80] CA2096714C.2005-07-05.Procédé pour le traitement et le transport d'un gaz naturel sortant d'un puits de gaz
- [81] FR9611693A.1996-09-24 .Procédé de déshydratation et de dégazolinage d'un gaz, comportant un étage de refroidissement préliminaire
- [82] Nicole DoerlerJoseph LarueEtienne LebasAlexandre Rojey. C10L3/10 Working-up natural gas or synthetic natural gas. Application EP19970402176 events. IFP Energies Nouvelles IFPEN.
- [83] [https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol\\_dehydration](https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol_dehydration)
- [84] Dehydration using Glycol on the SPE Petrowiki
- [85] Several Natural Gas Dehydration Methods and Range of Application. October 14, 2018 Rifka Aisyah Gas Processing Plant
- [86] Summary of Today's Natural Gas Dehydration Methods. En . cnki .com .cn / Article\_en/CJFDTotal-HSYQ199906001.htm
- [87] [www.fiorentini.com/dz/fr/product/completesolutions/treatment-packages /unit% 20 de\\_d%20shydratation\\_de\\_gaz\\_%20technologie\\_%20lit\\_fixe\\_tamis\\_mol%20 %20culairesaluminestgel\\_de\\_silice](http://www.fiorentini.com/dz/fr/product/completesolutions/treatment-packages/unit%20de_d%20shydratation_de_gaz_%20technologie_%20lit_fixe_tamis_mol%20culairesaluminestgel_de_silice)
- [88] Glycol Dehydration Systems .Remove water and volatile organic compounds from natural gas. .slb.com/well-production/processing-and-separation/gas-treatment
- [89] John Clifford, Hydrocarbon process safety, (2006).
- [90] Hassan E. Alfadala, G. V. Rex Reklaitis, M, proceedings of the 1st annual gas processing symposium, (2009).
- [91] Modular solutions for gas processing. GAS DEHYDRATION. [gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/gas-dehydration](http://gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/gas-dehydration)
- [92] [suezwatertechnologies.fr/products/oil-gas-engineered-systems/glycol-process-packages](http://suezwatertechnologies.fr/products/oil-gas-engineered-systems/glycol-process-packages). Ensembles de système de régénération et de déshydratation au glycol
- [93] Tagliabue M, Farrusseng D, Valencia S, Aguado S, Ravon U, Rizzo C (2009) Natural gas treating by selective adsorption: Material science and chemical engineering interplay. Chemical Engineering Journal 155: 553-566
- [94] Roušar I, Ditl P (1993) Pressure swing adsorption: analytical solution for optimum purge Original Research, Chemical Engineering Science 48: 723-734.

- [95] Roušar I, Ditl P, Cekal M (1993) Pressure swing adsorption – the optimization of multiple bed units, Precision Process Technology: perspectives for pollution prevention: 483-492.
- [96] Kumar S (1987) Gas Production Engineering. Houston: Gulf Professional Publishing 239 p.
- [97] Jochem G (2002) Axens Multibed Systems for the Dehydration of Natural Gas, PETEM.
- [98] J. G. Speight, the chemistry and technology of petroleum, (1999).
- [99] Norman J. Hyne, nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production, (2001).
- [100] Okimoto F, Brouwer J.M (2002) Supersonic gas conditioning, World Oil 34: 89-91
- [101] Herman Poole, Herman Poole, the calorific power of fuels, (2009).
- [102] GPSA (2004) Engineering Data Book. 12th ed. Tulsa: GPSA Press
- [103] Gandhidasan P (2003) Parametric Analysis of Natural Gas Dehydration by Triethylene Glycol Solution. Energy Sources 25: 189-201
- [104] Comparison of three methods for natural gas dehydration. Journal of Natural Gas Chemistry Volume 20, Issue 5, September 2011, Pages 471-476. Michal Netušil; Pavel Ditl.
- [105] Journal of Applied Sciences and Environmental Management. Comparison of gas dehydration methods based on energy consumption. B.S. Kinigoma.G.O. Ani. 2016-07-25.
- [106] Netušil M, Ditl P (2011) Comparison of three methods for natural gas dehydration, Journal of Natural Gas Chemistry 20: 471 - 476
- [107] Natural Gas - Extraction to End Use. Comparison of conventional dehydration methods. Open access peer-reviewed chapter. October 31st 2012. DOI: 10.5772/45802

