



Université Mohamed Khider de Biskra  
Faculté des sciences et de la technologie  
Département de chimie industrielle

# MÉMOIRE DE MASTER

Domaine : Sciences et Techniques  
Filière : Génie des procédés  
Spécialité : Génie des procédés de l'environnement

Réf. : Entrez la référence du document

---

Présenté et soutenu par :  
**Ghamri Nour El imane**

Le : samedi 6 juillet 2019

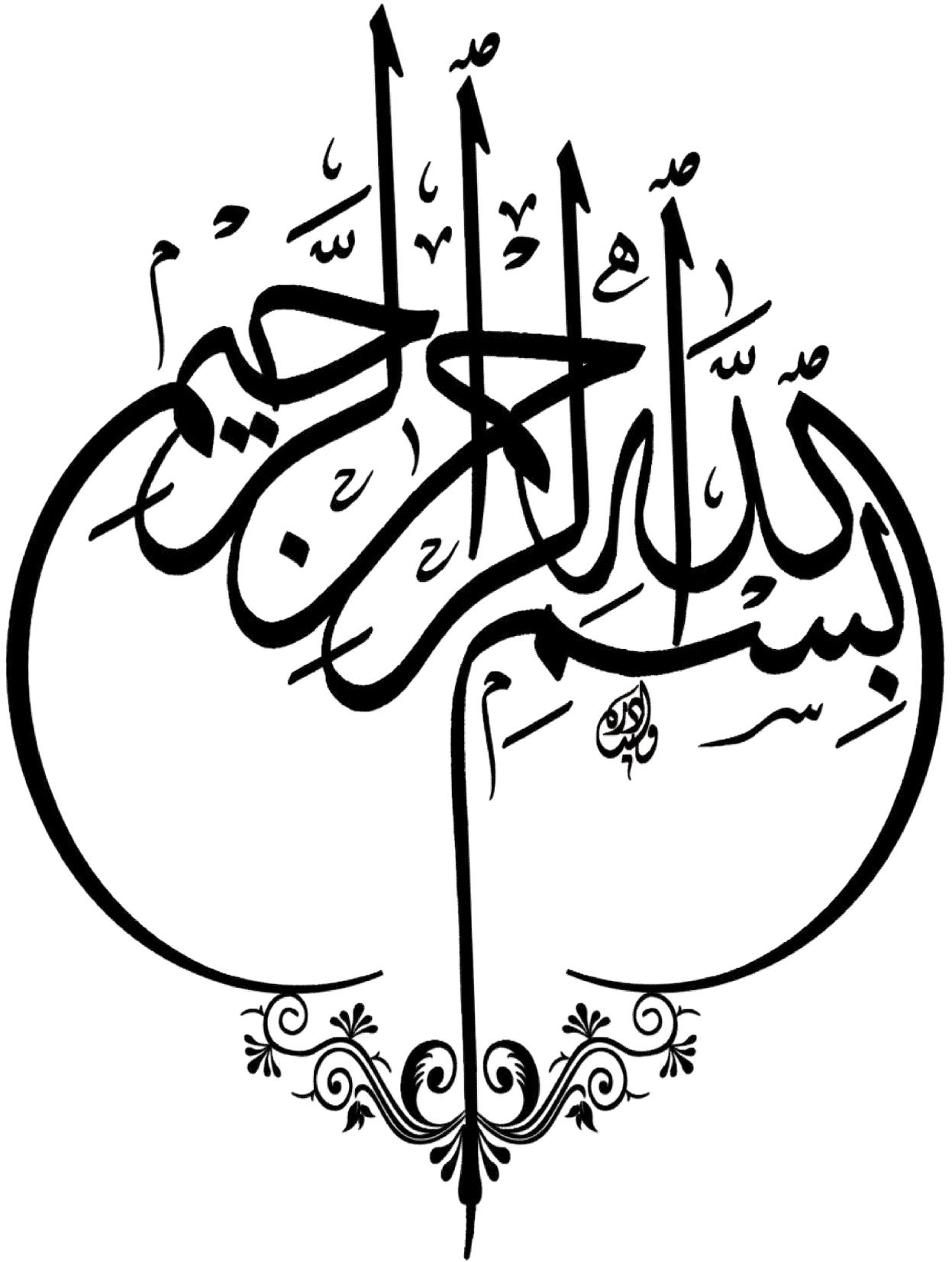
## Etude comparatives de quelques méthodes de liquéfaction du gaz naturel

---

### Jury :

Pr.	Barkat Djamel	Pr	Université de Biskra	Président
Dr.	Merzougui Abdelkrim	MCA	Université de Biskra	Examineur
Dr.	Bendjaouhdou Chaouki	MCA	Université de Biskra	Rapporteur

Année universitaire : 2018 - 2019



**Résumé:**

L'objectif de ce travail a été de d'étudier et comparer trois méthodes de liquéfaction du gaz naturel très utilisées dans la pratique industrielle. Les résultats obtenus montrent que la méthode ou procédé de liquéfaction avec turbine de détente est la plus économique par rapport aux autres méthodes étudiées, car elle présente la plus minimale quantité d'énergie nécessaire à la liquéfaction d'une mole de gaz naturel

**Mots clés :** liquéfaction, gaz naturel, détente, turbine, compresseur, vanne Joule-Thomson

**Abstract:**

The objective of this work was to calculate and to compare three natural gas liquefaction methods very used in the industrial practice. The obtained results show that the detent turbin based method is the most economical relatively to the other studied methods because it possesses the minimal energy required to the liquefaction of one mole of natural gas.

**Key words;** liquefaction, natural gas, expansion, turbin, compressor, Joule-Thomson valve

**ملخص:**

هدف هذا العمل كان حساب و مقارنة ثلاثة طرق لتمميع الغاز الطبيعي جد مستعملة في الميدان الصناعي . النتائج المتحصل عليها تشير أن الطريقة التي تستعمل ترين التممد هي الأحسن على المستوى الاقتصادي بالنسبة للطرق الأخرى المدروسة لأن كمية الطاقة المستهلكة لتمميع مولة واحدة من الغاز الطبيعي هي أدنى.  
الكلمات المفتاحية : تمميع غاز الطبيعي التممد ترين ضاغط صمام جول طومسون

## Dédicace

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, ma vie et mon bonheur ; **maman que j'adore.**

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et Source de joie et de bonheur, à toi **mon père.**

A **ma sœur** et **mes frères, ma famille** mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie, **a mes aimables amis.**

## Remerciement

Je remercie dieu le tout puissant de m'avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de **Mr. BENDJAOUAHDOU Chouki**, je le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant ma préparation de ce mémoire.

Je suis consciente de l'honneur que m'a fait **Mr. Barkat djamel** en étant président du jury et **Mr. Merzougui Abdelkrim** d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Ma profonds remerciements vont également à toutes les personnes qui m'ont aidés et soutenue de près ou de loin.

Merci à tous.

## SOMMAIRE

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

### CHAPITRE 1 : GENERALITE SUR LE GAZ NATUREL

1.1.Introduction .....	2
1.2.Description.....	2
1.3.Propriétés physique et chimique.....	2
1.3.1.propriétés physique .....	2
1.3.2. propriétés chimique .....	3
1.4. composition du gaz naturel .....	3
1.5. origine du gaz naturel.....	3
1.6. différents types de gaz naturel.....	4
1.6.1.gaz conventionnel non associé .....	4
1.6.2.gaz associés .....	4
1.6.3. gaz biogénique .....	4
1.6.4.gaz de charbon .....	4
1.6.5.gaz de schiste .....	4
1.6.6.hydrates de méthane .....	4
1.7. le forage .....	5
1.7.1. le forage d’exploration .....	5
1.7.2. matériel de forage .....	5
1.7.3. production .....	5
1.8. extraction et traitement .....	6
1.8.1.extraction.....	6
1.8.2. traitement .....	7
1.9. stockage et transport du gaz naturel .....	8
1.9.1. stockage du gaz naturel.....	8
1.9.2. transport du gaz naturel .....	9

1.10.économie du gaz naturel .....	10
1.10.1. ressources mondiale en gaz naturel concentrées dans quelques pays.....	10
1.10.2. un marché mondial du gaz naturel en perpétuelle évolution.....	10
1.11. utilisation du gaz naturel.....	11
1.12. les risques du gaz naturel .....	11
1.12.1. risque directs .....	11
1.12.2. risque indirects.....	11
1.13. le gaz naturel liquéfiée(GNL).....	11
1.13.1. historique du gaz naturel liquéfié.....	11
1.13.2.composition du gaz naturel.....	12
1.13.3. propriétés physique du GNL.....	12
1.13.4.chaine du GNL.....	12

## **CHAPITRE 2 : PRESENTATION DES PROCEDES ETUDIÉS**

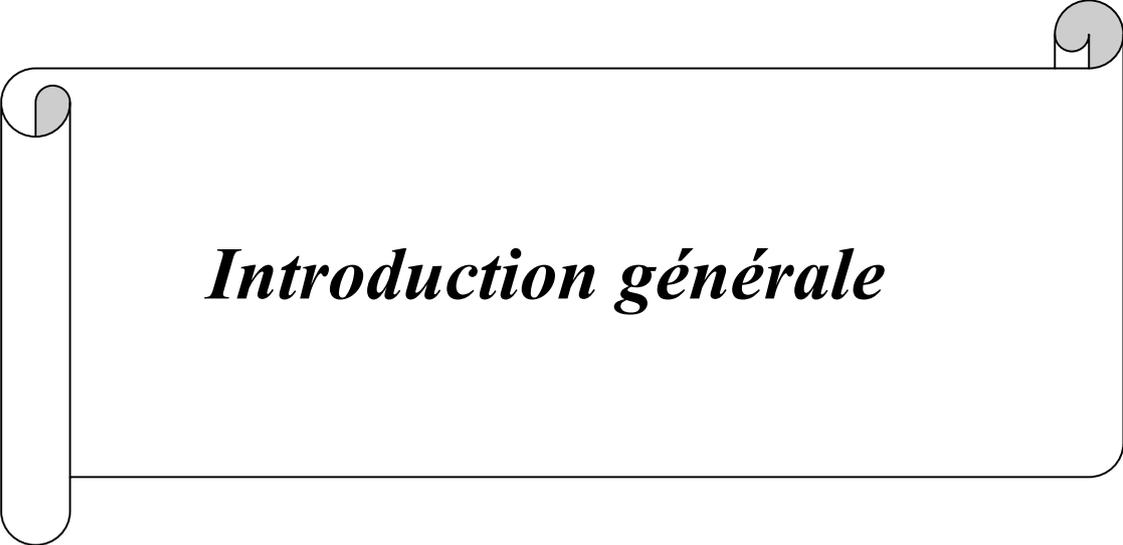
2.1.Introduction .....	14
2.2. méthode de liquéfaction par détente isenthalique .....	14
2.3. méthode de liquéfaction par pré-refroidissement.....	16
2.4. méthode de liquéfaction avec turbine de détente.....	17

## **CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION**

3.1.introduction .....	19
3.2. méthode de liquéfaction par détente isenthalpique.....	19
3.3. méttode de liquéfaction par pré-refroidissement.....	22
3.4. méthode de liquéfaction avec turbine de détente.....	26
<b>Conclusion général</b> .....	29
Référence bibliographique .....	30

## Liste des figures

Figure	Titre	Page
Figure. I .6	Schéma des différentes types de source géologique du gaz naturel	<b>6</b>
Figure I.7	Coup schématique d'une tour de forage(onshore)	<b>7</b>
Figure I.7	Coup schématique d'une tour de forage(offshore)	<b>7</b>
Figure I.8.2	vue d'installation de traitement du gaz naturel	<b>8</b>
Figure I .9.1	Stockage du gaz naturel aérien	<b>9</b>
Figure I.9.2	Le transport du gaz naturel par gazoduc	<b>10</b>
Figure I.9.2	Le transport du gaz naturel par méthaniers	<b>10</b>
Figure I.13.4	Chaine du gaz naturel liquéfié	<b>13</b>
Figure II.1	Schéma simplifié de la méthode de liquéfaction par détente isenthalpique	
Figure II.2	Schéma de la méthode de liquéfaction avec pré-refroidissement	
Figure II.3	Schéma de la méthode de liquéfaction avec turbine de détente	
Figure	Diagramme de Molier de l'ammoniac et procédure graphique de calcul du compresseur d'ammoniac	



***Introduction générale***

## Introduction générale

L'une des branches importantes du génie des procédés est la cryogénie qui s'intéresse aux méthodes et procédés de liquéfaction des gaz en vue surtout de faciliter leur conditionnement. La liquéfaction du gaz naturel est une opération très importante dans l'industrie pétrochimique et elle a pour but essentiellement de faciliter son transport et sa commercialisation.

Dans ce mémoire nous allons étudier et comparer trois méthodes de liquéfaction du gaz naturel très utilisées dans la pratique industrielle. Les résultats trouvés au moyen de calculs thermodynamique devraient nous permettre de déterminer la méthode la plus efficace du point de vue économique et cela en tenant compte de la consommation énergétique nécessaire à la liquéfaction de 1 mole de gaz naturel.

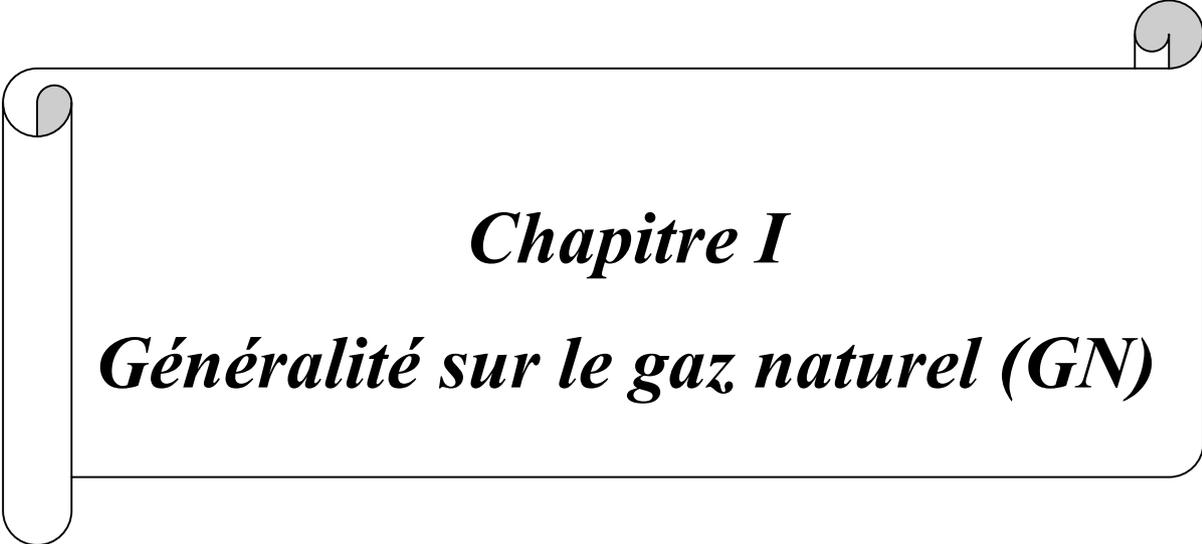
Le contenu de chaque chapitre est:

Chapitre I :quelques généralité sur le gaz naturel.

Chapitre II :la description du procédés étudier .

Chapitre III : la discussion des résultats obtenus .

Et en fin conclusion.



***Chapitre I***  
***Généralité sur le gaz naturel (GN)***

## Généralités sur le gaz naturel (GN)

### I.1. Introduction

Le gaz naturel est un combustible qui provient des couche réservoirs de la terre, il est composé essentiellement de méthane ( $\text{CH}_4$ ), il est incolore et inodore, c'est l'hydrocarbure le plus simple qui existe dans la nature, il a été découvert au moyen orient dans l'antiquité. Le gaz naturel est utilisé dans les industries de fabrication du ciment, du verre et de la céramique. Il est considéré comme une matière première dans l'industrie pétrochimique, citons comme exemple le méthanol, l'ammoniac, les engrais...etc. Le gaz naturel est transporté et stocké a l'état liquide appelé : gaz naturel liquéfié (GNL). Dans ce chapitre on va exposer quelques généralités sur le gaz naturel (GN) et le gaz naturel liquéfié GNL.

### I.2. Description

Le gaz naturel, ou gaz fossile, est un mélange gazeux d'hydrocarbures naturellement présent dans certaines roches poreuses. Extrait par forage, il est utilisé comme combustible fossile ou par la carbochimie, c'est l'hydrocarbure le plus simple qui existe dans la nature. En 2016, c'est la troisième source d'énergie thermique la plus utilisée au monde avec 22,1 % de la consommation d'énergie primaire, après le pétrole (31,9 %) et le charbon (27,1 %). Sa part dans le mix (mélange) énergétique progresse rapidement (16 % en 1973), de même que sa production mondiale (+ 208 % en 44 ans, de 1973 à 2017 ; + 25,1 % de 2007 à 2017) [1].

### I.3. Propriétés physiques et chimiques

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il a les propriétés physiques d'un gaz.

#### I.3.1. Propriétés physiques

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau I.1 suivant :

Tableau I.1 : propriétés physiques du gaz naturel [2].

Propriété	indication
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection des fuites)
Masse molaire	16.7g/mole
Densité de vapeur à 15°C	0.58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0.72 g/cm <sup>3</sup>
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0.00023 g/mole
Pourcentage de substances volatiles (%)	100 %

### I.3.2. Propriétés chimique

Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant, il est composé principalement de méthane (95 %) et d'éthane (2 %) avec un peu d'inerte : CO<sub>2</sub> (< 2 %) et N<sub>2</sub> (< 3%). La forme gazeuse du gaz naturel, lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur. La teneur maximale en inerte est réglementée mais pas la composition en hydrocarbure, c'est le pouvoir calorifique qui est réglementé [3].

### I.4. Composition du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des isomères du butane et des isomères du pentane. D'autres composés tels que le CO<sub>2</sub>, l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent également être trouvés. La composition du gaz naturel n'est jamais la même. Cependant, on peut dire que son composant principal est le méthane [3].

Le gaz naturel est considéré comme un combustible propre. Sous sa forme commercialisable, 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) [3]. Le tableau I.2. présente les différents composants du gaz naturel destiné à être liquéfié au niveau de l'unité GL2Z d'Arzew (Algérie).

Tableau I.4 : composition du gaz naturel destiné à la liquéfaction au niveau de l'unité GL2Z d'Arzew (Algérie) [4]

Composants	Proportions moyennes (%)
Méthane	83
Ethane	7.1
Propane	2.25
Butane	0.6
Isobutane	0.4
Pentane	0.15
Isopentane	0.12
C6+	0.18
CO <sub>2</sub>	0.21
N <sub>2</sub>	5.8
He	0.19
Teneur en eau	38 ppm

### I.5. Origine du gaz naturel

Il est généralement admis que le carbone et l'hydrogène contenu dans le gaz naturel proviennent des restes de plantes et d'animaux qui se sont trouvés rassemblés au fond des lacs et des océans durant des millions d'années. Après avoir été recouverts par des couches importantes d'autres sédiments, les matériaux organiques se sont transformés en pétrole brut et en gaz naturel sous l'effet des hautes pressions exercées par les couches géologiques sédimentaires et la chaleur émise par le noyau terrestre [2]. Le pétrole et le gaz ont alors été expulsés hors des schistes argileux marins dans lesquels ils se sont formés, et de là, ils ont pénétré les roches sédimentaires poreuses. Le pétrole et le gaz remontent alors à travers la roche, car moins dense que l'eau, qui remplit les pores. On trouve du gaz naturel partout dans le monde, dans des réservoirs situés en profondeur sous la surface terrestre, ou des océans. Des poches de gaz peuvent se former au dessus des dépôts de pétrole brut, ou être

emprisonnées au sein de roches poreuses. On qualifié le gaz naturel de gaz associé lorsqu'il est se trouve en présence de pétrole brut et de gaz non associé dans le cas contraire (lorsqu'il est seul) [2].

## **I.6. Différents types de gaz naturel**

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de couche géologique réservoirs dans lesquelles ils se trouvent (Fig I.6). Néanmoins, ce gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

### **I.6.1. Gaz conventionnel non associé**

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel, son processus de formation est assez similaire à celui du pétrole. Le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers étaient principalement alimentés par ce type de gaz conventionnel non associé [5].

### **I.6.2. Gaz associé**

Le gaz associé est le gaz présent en solution dans le pétrole, séparé de ce dernier lors de l'extraction. Longtemps considéré comme un déchet, de plus en plus soit réinjecté dans le gisement géologique (contribuant à y maintenir la pression afin de maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisé énergétiquement [6].

### **I.6.3. Gaz biogénique**

Il est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques (environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel) sont en général petits, dispersés et situés à faible profondeur. Il a moins de valeur énergétique (par mètre cube) que le gaz thermogénique, car contenant une part significative de gaz non combustibles (dioxyde de carbone notamment) et ne fournissant pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane [7].

### **I.6.4. Gaz de charbon**

Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone dans ses pores. Historiquement, ce gaz est surtout connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs - il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement [8].

### **I.6.5. Gaz de schiste**

Certains schistes contiennent du méthane issu de la dégradation du kérogène présent dans le schiste et piégé dans ses feuillets et microfissures. Mais, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réuni en une zone restreinte) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui exige une technique spécifique pour son exploitation [9].

### **I.6.6. Hydrates de méthane**

Les hydrates de méthane (aussi appelés clathrates de méthane) sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher ou fond océanique [7].

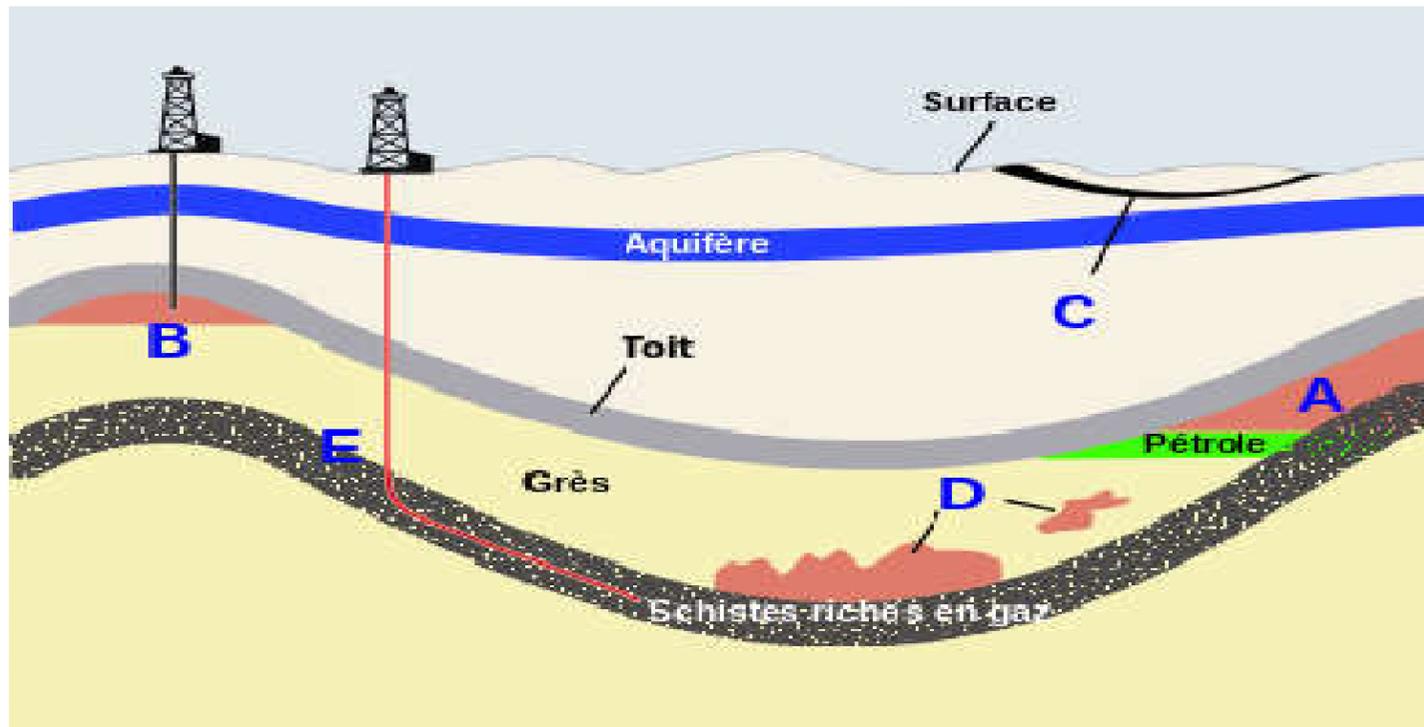


Figure. I.6. Schéma des différents types de source géologique du gaz naturel [10]

- A Gaz naturel associé (à un réservoir de pétrole) ;
- B Gaz naturel conventionnel non associé ;
- C Gaz de couche (ou gaz de houille) ;
- D Gaz de « réservoir ultracompact » ;
- E Gaz de schiste.

## I.7. Le forage

Le pétrole et le gaz se trouvent dans les profondeurs du sous-sol depuis des millions d'années. Pour réaliser l'extraction des hydrocarbures, il faut creuser jusqu'aux gisements, enfouis jusqu'à plusieurs kilomètres sous terre. Des techniques de cartographie et de sismographie permettent d'identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables. Les études peuvent se réaliser sur terre (onshore) (Fig I.7) et en mer (offshore) (Fig I.7), selon deux techniques différentes : chocs ou vibrations sonores pour le sol et production d'onde sismique pour repérer les gisements en mer [11].

### I.7.1. Le forage d'exploration

On emploie la technique du forage d'exploitation pour définir à quelle profondeur se trouve le gisement d'hydrocarbures. Les infrastructures mises en place sont souvent complexes et sont déterminées en fonction de la localisation et de la nature de la roche repérée. Le forage est soit fait à la verticale, soit à l'horizontale, lorsqu'il s'agit de gisements très étendus et de faible épaisseur [12].

### I.7.2. Matériel de forage

Une plate-forme est érigée afin de supporter tous les instruments de forage. Sur celle-ci est arrimée une tour de forage métallique qui peut atteindre une hauteur de 40 mètres. Un trépan, constitué de roues dentées en rotation, attaque la couche rocheuse et finit par l'user. Ce trépan est entraîné dans le sol à l'aide de tubes creux fixés les uns aux autres. Un plateau tournant assure le mouvement de rotation nécessaire du trépan et des tubes. Un liquide de rinçage est injecté dans le trou de forage : il permet de « plâtrer » les parois. De cette manière, la pression est maintenue en équilibre afin d'éviter l'effondrement du trou foré. Il assure également l'évacuation des débris de forage vers la surface pour analyse. Le trou de forage est tubé en fonction de l'avancement en profondeur [12].

### I.7.3. Production

Lorsqu'un forage d'essai atteint une formation qui semble contenir suffisamment de pétrole, de gaz naturel ou les deux, on fore des puits d'évaluation

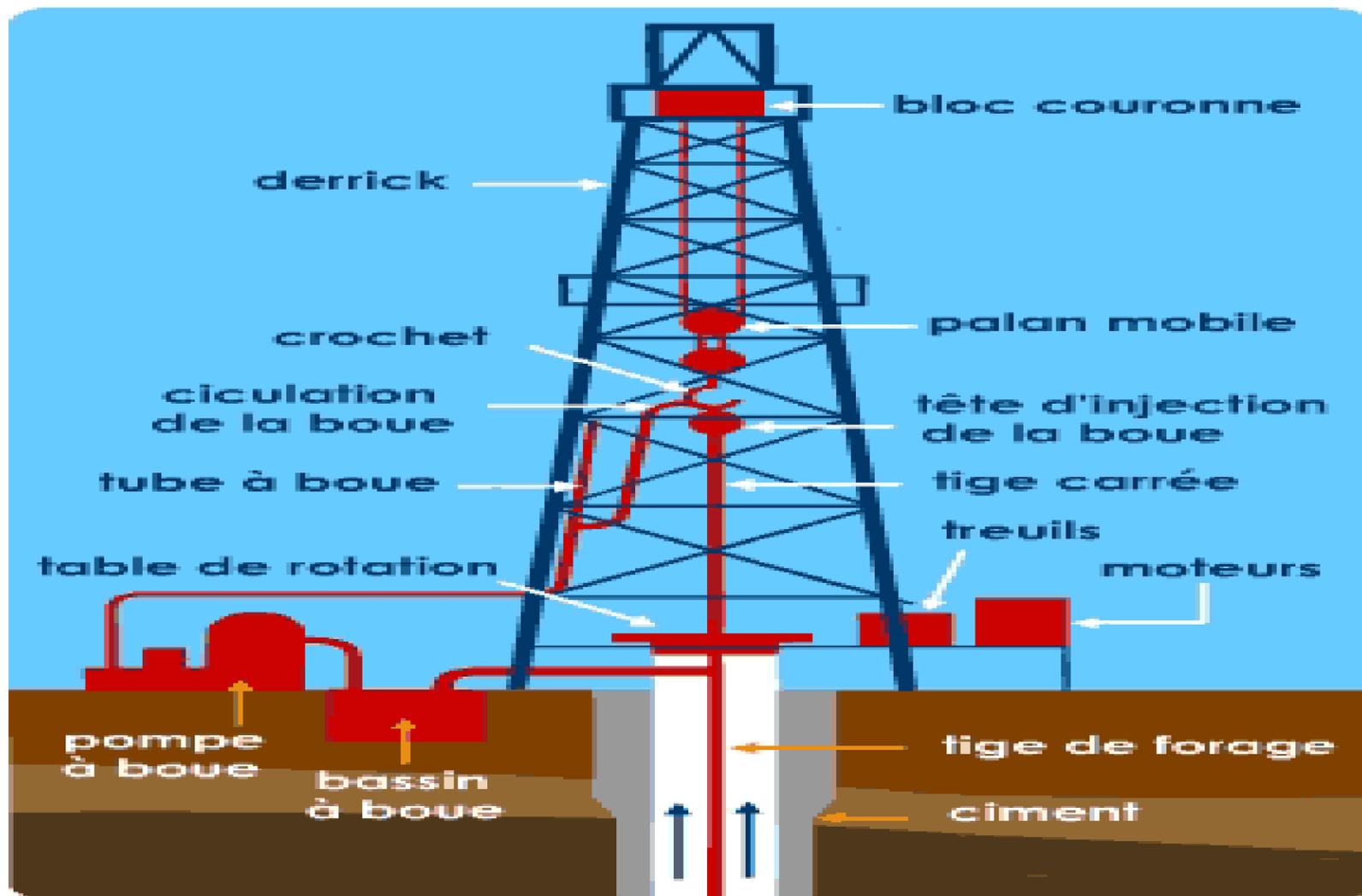


Figure I.7.Coup schématique d'une tour de forage (onshore) [13]

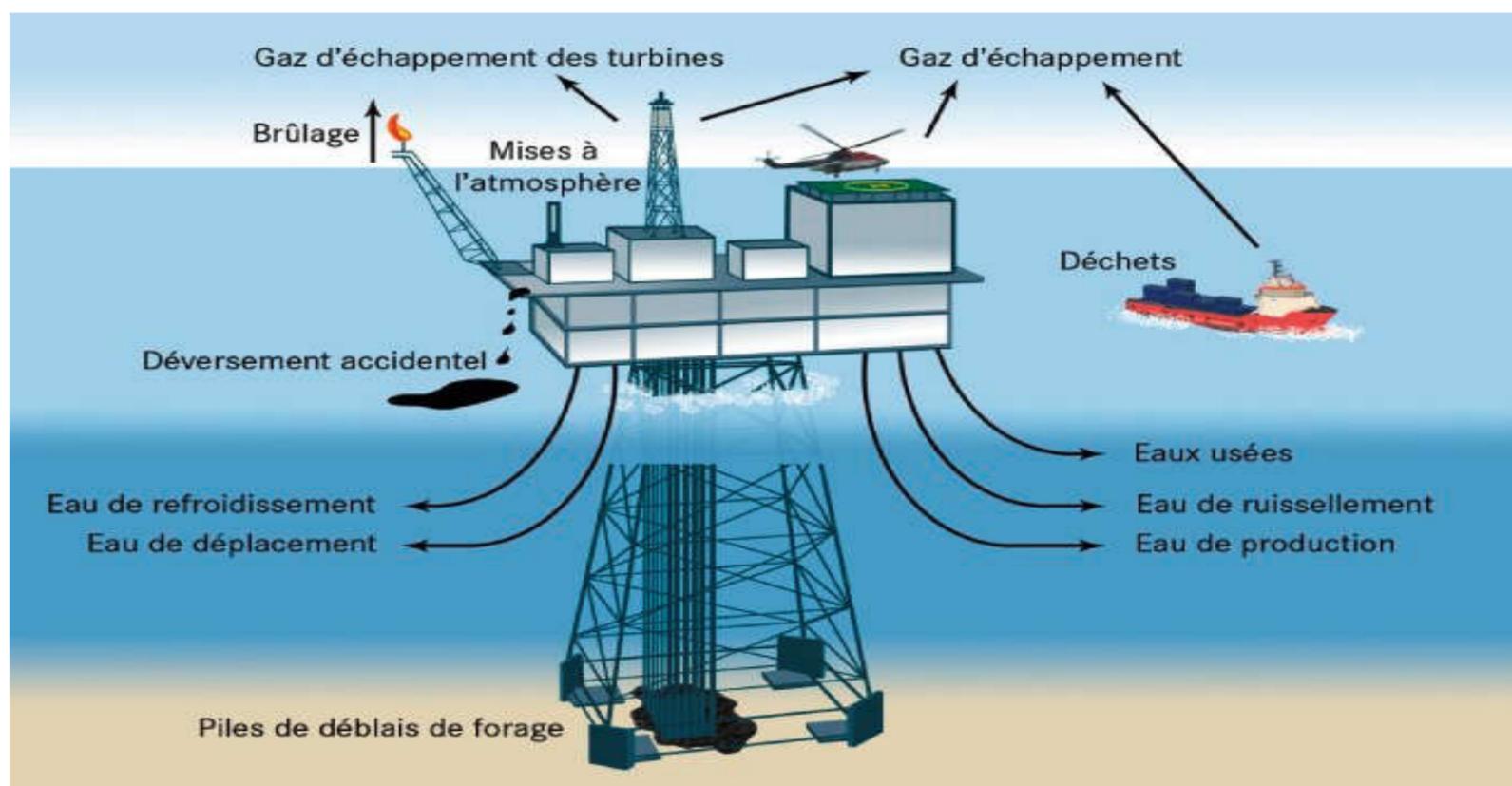


Figure I.7.Coup schématique d'une tour de forage (offshore) [11]

## 1.8. Extraction et traitement

### 1.8.1.Extraction

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport. L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvée au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole [9].

Lors de l'extraction d'un gaz sous pression, son refroidissement et sa détente à la tête du puits provoque la condensation des hydrocarbures ( $C_5$  à  $C_8$  qu'il peut contenir) et d'eau. Les hydrocarbures liquides légers récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » ou « liquide de puits de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de

l'essence et du naphta). Tout le reste (hydrocarbures C<sub>1</sub> à C<sub>4</sub>, dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène et hélium) est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz. Il faut donc deux réseaux de collecte, un pour le gaz et un pour les condensats [9].

### I.8.2.Traitement

Le traitement du gaz naturel est l'ensemble des opérations que l'on fait subir au gaz brut extrait du gisement afin de le rendre utilisable en éliminant les éléments nocifs qui le composent et en conservant ceux qui peuvent être commercialisés. Le traitement du gaz peut intervenir à deux stades distincts : lors de la production (sur le gisement) et après la sortie du réservoir souterrain ou dans les terminaux méthaniers (Fig I.8) .

Le gaz naturel que nous utilisons n'est pas du tout le même que celui qui a été extrait du gisement pour prétendre au titre de « combustible », le gaz naturel doit :

- être « sec », c'est-à-dire ne contenir ni eau, ni hydrocarbures à l'état liquide.
- être débarrassé de ses composants acides ou ses corps toxiques.
- avoir un pouvoir calorifique et une densité invariable.

Si seulement ces trois conditions sont satisfaites, alors le gaz naturel pourra être utilisé.

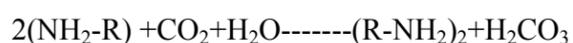
La seconde étape du traitement est de récupérer les composés pouvant être commercialisés séparément, l'éthane ; les gaz de pétroles liquéfiés (GPL) ou l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S). Les différentes opérations permettant d'épurer le gaz brut extrait du gisement sont :

#### ➤ la détente

Pour pouvoir être transporté dans de bonnes conditions, il faut réduire la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100 °C. On lui fait donc subir une détente qui ramène sa pression autour de 80 bars et sa température à près de 50°C.

#### ➤ La décarbonatation et la déshydratation

Dans cette section, le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) est absorbé par une solution de Mono-Ethanol-Amine (MEA) à 15% de concentration selon la réaction suivante :



L'opération d'absorption se fait à contre courant dans une colonne à plateaux.

La solution de MEA riche en CO<sub>2</sub> est reprise dans une colonne de régénération et ensuite recyclée vers la colonne principale.

Le Gaz Naturel chaud débarrassé de CO<sub>2</sub> (teneur < 70 ppm) sera refroidi à 21°C par du propane ((15.2 bars et 18.3°C) afin de réduire au maximum la quantité de vapeur d'eau que devront retirer les sécheurs.

On sèche le gaz naturel en éliminant l'eau qu'il contient naturellement lors de la combustion, de la vapeur d'eau se dégage ; sous cette forme, elle n'est pas gênante, en revanche à l'état liquide elle provoque la corrosion des canalisations, le blocage des détendeurs par la formation d'hydrate de gaz qui risquent de colmater les conduites.

#### ➤ La désulfuration

Le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) est un composé toxique, corrosif et fragilisant pour les canalisations. Pour éliminer cette substance, le gaz est mis en contact avec un réactif organique qui l'adsorbe, le gaz et le réactif sont séparés puis le réactif est régénéré, et le sulfure d'hydrogène transformé en soufre pour être commercialiser.

#### ➤ Le dégazolinage

Cette opération permet de récupérer l'hydrocarbure lourd présent dans le gaz naturel, la technique de dégazolinage fait appel au phénomène de condensation rétrogradé des gaz composé d'hydrocarbures.

➤ **L'odorisation :**

Le gaz naturel est inodore, l'odorisation est une mesure de sécurité, il faut communiquer au gaz naturel une odeur caractéristique qui ne puisse être confondue avec aucune autre et qui soit décelable par tous [2].



Figure I.8. Vue d'une installation de traitement du gaz naturel [18]

## I.9. Stockage et transport du gaz naturel

### I.9.1. Stockage

Le stockage du gaz naturel tient un rôle stratégique dans son approvisionnement : il permet de le sécuriser et de pallier d'éventuelles ruptures. Il sert également de réserve de production lorsque le gaz naturel n'est pas utilisé immédiatement après production et transport. La consommation de gaz naturel étant très saisonnière (plus élevée l'hiver que l'été), les réservoirs souterrains sont donc indispensables pour stocker les excédents de gaz en été, qui sont ensuite soutirés sur les mois d'hiver. Le stockage permet ainsi de pallier une pointe de froid en urgence (Fig I.9).

Il existe trois techniques principales de stockage souterrain [14] :

➤ **Le stockage en nappe aquifère :**

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 stockage en cavité saline :**

Consiste à créer par dissolution à l'eau douce une cavité souterraine artificielle de grande taille dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (cristaux de chlorure de sodium). L'imperméabilité naturelle du sel gemme permet le stockage du gaz.

➤ **Le stockage en gisement épuisé :**

Du gaz sous pression est injecté dans d'anciens gisements d'hydrocarbures naturellement imperméables, qui sont reconvertis pour le stockage.



Figure I.9..Stockage du gaz naturel [9]

## I.9.2. Le transport du gaz naturel

### ➤ Le transport par gazoduc

C'est l'option la plus répandue, elle est quatre ou cinq fois plus coûteuse que le transport du pétrole par pipe-line.

#### ○ Gazoducs en acier épais :

Un gazoduc est constitué de tubes en acier épais soudés entre eux (Fig I.9). Les épaisseurs varient de quelques millimètres à plus d'un centimètre, et le diamètre de 20 cm à 1 m ou plus (le plus grand gazoduc actuel a un diamètre de 1,40 m)..

Ces tubes sont souvent recouverts d'une couche protectrice avant d'être soudés entre eux. Avant de déposer le tronçon dans la tranchée, les soudures sont contrôlées très rigoureusement et recouvertes d'un revêtement de protection supplémentaire [12].

#### ○ Gazoducs terrestres :

Le gaz dans la tuyauterie doit rester à une pression d'environ 70 bars pour garantir une vitesse de transport élevée. Ceci est assuré à l'aide de puissantes stations de compression situées le long du réseau (environ tous les 80 km) [12].

#### ○ Gazoducs sous-marins :

Il y a plus de 2 000 km de gazoducs différents dans la mer du Nord.



Figure I.9. Transport du gaz naturel par gazoduc [9]

#### ➤ Le transport par méthaniers

Pour être transporté par voie maritime, à bord de méthaniers, le gaz naturel doit être liquéfié (Fig I.10). Le commerce du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) grandit dans les échanges internationaux. Le mode de transport par voie terrestre, moins flexible, repose sur de vastes réseaux de gazoducs [11].



Figure I.10. Le transport du gaz naturel par méthaniers [11].

## I. 10. Economie du gaz naturel

### I. 10.1. Ressources mondiales en gaz naturel concentrées dans quelques pays

Les ressources mondiales de gaz naturel sont concentrées géographiquement. Aujourd'hui, la Russie, le Qatar et l'Iran se partagent 55% des réserves prouvées au plan mondial. En parallèle, la production européenne (Norvège, Pays-Bas...) de gaz naturel est en baisse continue. Le poids des importations européennes pourrait dépasser 80% en 2035 (contre 69% actuellement) [11].

### I. 10.2. Un marché mondial du gaz naturel en perpétuelle évolution :

Les compagnies gazières productrices de gaz telles que Total, Gazprom, Shell, Exxon, GDF SUEZ, Sonatrach (Algérie), Statoil (Norvège) vendent leur production aux fournisseurs de gaz : EDF, ENI, E.ON, GDF SUEZ, Direct Energie... et à certains grands industriels, essentiellement sous forme de contrats de long terme (20 ans) généralement indexés sur le prix des produits pétroliers.

Par ailleurs, se développe en Europe, le marché « spot » ou marché de court terme. Les prix « spots » ne garantissent pas nécessairement d'obtenir des prix plus intéressants, notamment dans les périodes de tension, mais le prix est en revanche plus favorable lorsque l'offre est excédentaire. Ce marché libre est caractérisé par sa volatilité. Les industriels, gros consommateurs de gaz, peuvent choisir de se fournir partiellement ou en totalité sur le marché « spot ». Pour les particuliers, le tarif dit « réglementé » est indexé à 55% sur les prix long terme et à 45% sur les prix court terme (juin 2013). L'arrêt des réacteurs nucléaires japonais, suite à l'accident de Fukushima, a entraîné un recours massif aux centrales de production électriques japonaises fonctionnant au gaz naturel. Le marché du gaz naturel liquéfié a été réorienté vers le Japon, où la demande est forte et les prix très élevés (+ 50 à 80% par rapport à l'Europe), ce qui a déséquilibré le marché physique (moins d'arrivée de GNL en Europe) et financier (augmentation des prix « spots »). Pour faire face à ce genre de déséquilibres et conserver la possibilité d'obtenir du gaz à un prix compétitif, l'enjeu est aujourd'hui de renforcer les capacités d'arbitrage des consommateurs français et européens entre différentes sources d'approvisionnement en gaz naturel grâce à un réseau de transport performant [11]

## I. 11. Utilisation du gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel est principalement destinée à la production de chaleur pour la cuisson et le chauffage ainsi qu'à la production d'eau chaude. La climatisation fait également partie des usages réguliers du gaz naturel. Dans l'industrie, le gaz naturel est utilisé comme matière première dans la pétrochimie et le raffinage et il est également source d'énergie pour la production de chaleur (chauffage, four...) et d'électricité. Le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé en France comme carburant pour les véhicules (GNV) [11].

## I.12. Les risques du gaz naturel

### I.12. 1. Risques directs

Les risques directs du gaz naturel sont [13-15] :

- Incendie : le gaz naturel est un combustible.
- Explosion : en cas d'inflammation d'un mélange air/gaz.
- Anoxie (insuffisance cellulaire en oxygène) : en milieu confiné, si la concentration du mélange gaz-air est supérieure à 25 %, le gaz naturel se substitue à l'oxygène de l'air inhalé. Il agit alors comme un gaz asphyxiant par privation d'oxygène.
- Intoxication : dans un lieu confiné et dans le cas d'une combustion en milieu appauvri en oxygène, il y a production de monoxyde de carbone à partir du gaz naturel.
- Projection : la libération d'un gaz comprimé à forte pression peut s'accompagner de projections d'objets (éclats métalliques, terre, pierres...).
- Brûlures par le froid : le gaz naturel liquéfié, stocké sous forme cryogénique (c'est-à-dire à de très basses températures), comporte des risques de brûlures.

### I.12. 2. Risques indirects

Chaque étape de l'exploitation du gaz naturel entraîne des émissions de gaz naturel dans l'atmosphère. Or, l'un des principaux composants du gaz naturel est le méthane ( $\text{CH}_4$ ), dont l'effet de serre est plus de 20 fois supérieur à celui du  $\text{CO}_2$ . À ces risques environnementaux s'ajoutent ceux liés à l'extraction des gaz non conventionnels et notamment par la technique de fracturation hydraulique [16].

## I.13. Le gaz naturel liquéfié (GNL)

Le GNL est du gaz naturel principalement composé de méthane. Il peut être condensé à l'état liquide, une fois refroidi à  $-163^\circ\text{C}$ , occupant un volume 600 fois inférieur qu'à l'état gazeux pour une même quantité d'énergie. La liquéfaction est également employée, en plus petite capacité, pour faire face aux variations saisonnières de consommation, en stockant une partie du gaz sous forme liquide en période de plus faible consommation, pour le vaporiser lorsque la demande est forte [17].

### I.13.1. Historique du gaz naturel liquéfié

Le procédé de liquéfaction cryogénique du méthane a initialement été développé aux États-Unis dans les années 1910. En 1941, une première usine commerciale de liquéfaction du gaz naturel ouvrit à Cleveland. Le transport maritime du gaz naturel

liquéfié commença à titre expérimental en 1959. Le premier terminal d'exportation commercial fut ouvert en Algérie à Arzew en 1964. Il exporta du gaz vers la Grande-Bretagne, puis vers la France et les États-Unis. en 1969 [17].

### I.13.2. Composition du gaz naturel liquéfié

Le procédé de liquéfaction du gaz naturel retire l'oxygène, le dioxyde de carbone, les composés sulfurés et l'eau contenus dans le gaz naturel, le transformant ainsi en un mélange composé principalement de méthane et contenant de petites quantités d'autres hydrocarbures et d'azote [2].

Tableau I.13.2. Composition du gaz naturel liquéfié [2]

Produits	Proportions moyennes (%)
Méthane	91.04
Ethane	7.46
Propane	0.65
Butane	0.006
Isobutane	0.049
C5+	–
CO <sub>2</sub>	–
N <sub>2</sub>	0.84
He	–
H <sub>2</sub> O	–

### I.13.3. Propriétés physique du gaz naturel liquéfié

Les propriétés physiques du gaz naturel liquéfié sont [18]:

- Etat liquide.
- Incolore.
- Inodore.
- Non corrosif.
- Non toxique.
- Non explosif.
- Non inflammable.
- 1/600 volume occupé par le gaz.
- Sa masse volumique est de 0.415g/cm<sup>3</sup>.
- Point d'ébullition de 111.6 K (-161.55 ° C)

### I.13.4. Chaîne du gaz naturel liquéfié

Une chaîne d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) comporte 4 segments interdépendants [19]:

- l'exploration – production ;
- la liquéfaction ;
- le transport ;
- stockage et regazéification.

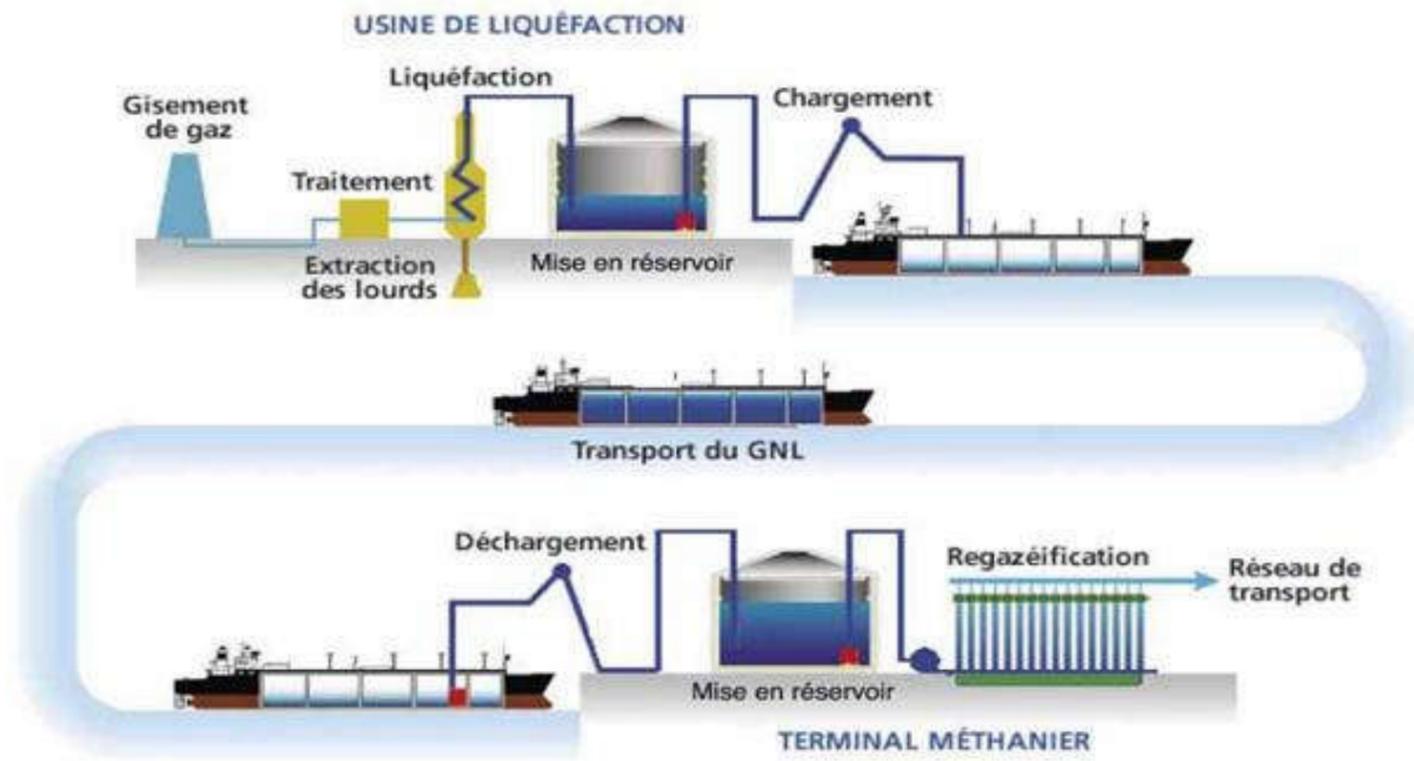
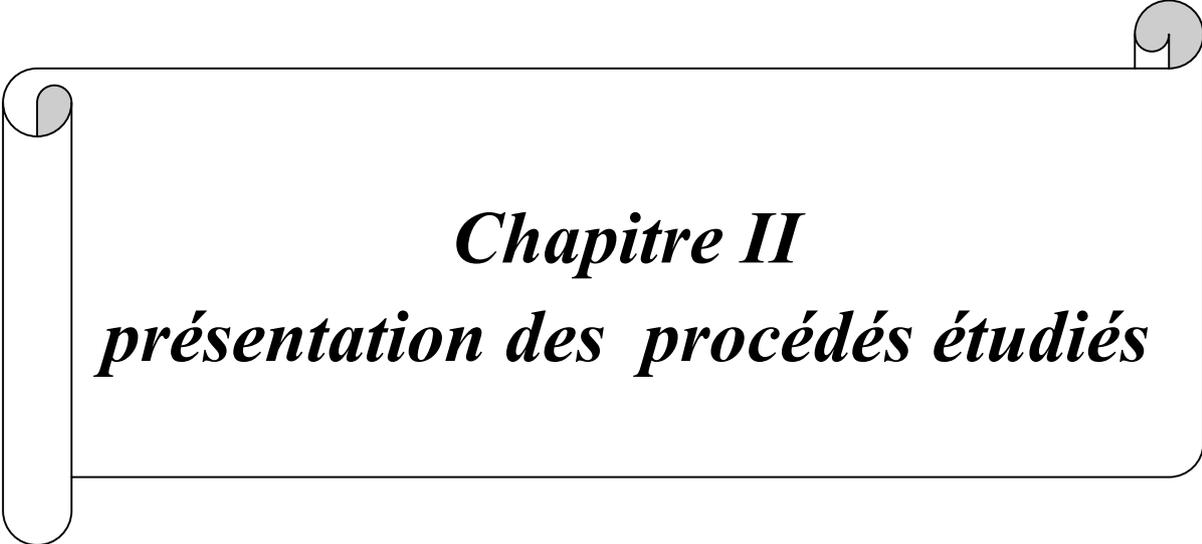


Figure I.11. Chaîne du gaz naturel liquéfié [17]

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and rounded corners on the right. The text is centered within this scroll.

***Chapitre II***  
***présentation des procédés étudiés***

## *Présentation des procédés étudiés*

### **II.1. Introduction**

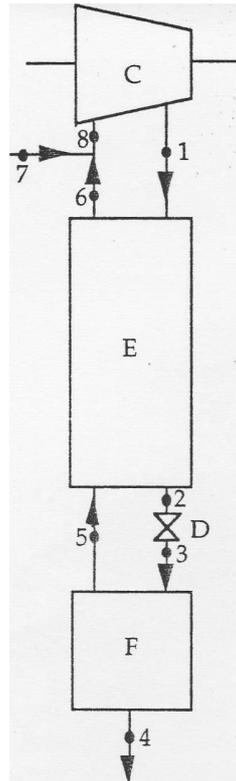
Dans le présent chapitre, on va présenter les trois méthodes étudiées de liquéfaction du méthane. Ces trois méthodes ou procédés étudiés sont :

- Liquéfaction par détente isenthalpique ;
- Liquéfaction avec pré-refroidissement ;
- Liquéfaction avec turbine de détente.

Le méthane étant le constituant principal du gaz naturel, on supposera que ces méthodes de liquéfaction du méthane sont applicables à la liquéfaction du gaz naturel. En conséquence, dans ce qui suit dans ce mémoire, on ne fera plus de distinction notable entre le méthane et le gaz naturel. On dispose du méthane (gaz naturel) à la pression atmosphérique et à la température de 27 °C (300 K) que l'on désire liquéfier. On va étudier les différents procédés de liquéfaction sus- cités pour un fonctionnement en régime permanent. On supposera que toutes les pertes thermiques entre l'installation et le milieu extérieur sont nulles.

### **II.2. Méthode de Liquéfaction par détente isenthalpique**

Cette méthode est schématisée au niveau de la figure II.1. Le méthane d'appoint ou débit principal (arrivant au niveau du point 7) est additionné du méthane de recyclage (point 6), le mélange résultant (point 8) va être dirigé vers le compresseur C pour être comprimé jusqu'à 60 atm ; ensuite ce courant sortant du compresseur à 60 atmosphère et 290 K (13.85 °C) est refroidi dans l'échangeur E par de la vapeur chaude de méthane issue du séparateur gaz-liquide F. Le méthane sort de l'échangeur E à l'état gazeux sous une pression de 60 atmosphères et une température égale à 196 K (-77.15 °C) (point 2). Ensuite ce courant de méthane traverse une vanne de détente à effet Joule-Thomson (vanne D, fig II.1).



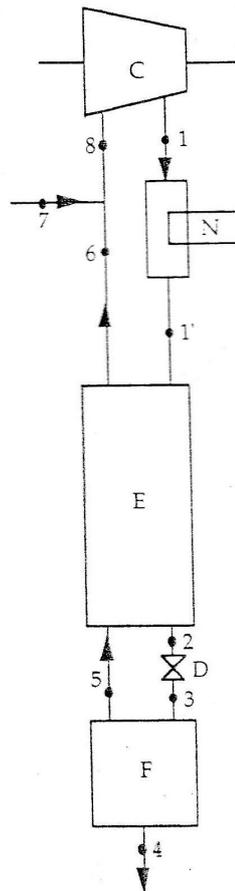
**Figure II.1** Schéma simplifié de la méthode de liquéfaction par détente isenthalpique (C : compresseur ; E : échangeur de chaleur ; F : séparateur ; D vanne de détente à effet Joule-Thomson).

Au niveau de la vanne D, le méthane subit une détente isenthalpique et sa pression passe de 60 à 1 atmosphère et sa température passe de 196 K (-77.15 °C) à 111.7 K (-161.45 °C) et son état physique devient partiellement liquide (point 3). Par la suite, le mélange (méthane liquide et vapeur) entre dans le séparateur gaz-liquide F. Le séparateur F sépare le méthane liquide de son gaz. Le méthane liquéfié sort du séparateur F sous une pression de 1 atmosphère et une température égale à 111.7 K (-161.45 °C) (point 4). La vapeur saturante de méthane est évacuée du séparateur F et retourne vers l'échangeur E où elle constitue le courant froid ayant une température de 111.7 K (-161.45 °C) (point 5). Ce courant froid de vapeur saturante de méthane, qui constitue un courant de recyclage, va refroidir, au niveau de l'échangeur E, le courant de méthane sortant du compresseur à 60 atmosphères et 290 K (13.85 °C). Le méthane de recyclage sort de l'échangeur à 6.85 °C (280K) et sous une pression égale à une atmosphère (1 atm) (point 6). Ce méthane de recyclage va ensuite être additionné au courant principal de méthane ou méthane d'appoint (point 7).

### II.3. Méthode de Liquéfaction par pré-refroidissement

Dans cette méthode (Fig. II.2), après compression, et avant l'échange thermique réalisé en E, on refroidit le gaz de 290 K (16.85 °C) à 250 K (-23 °C) grâce à un échangeur utilisant un cycle frigorifique à ammoniac (échangeur N, fig II.2).

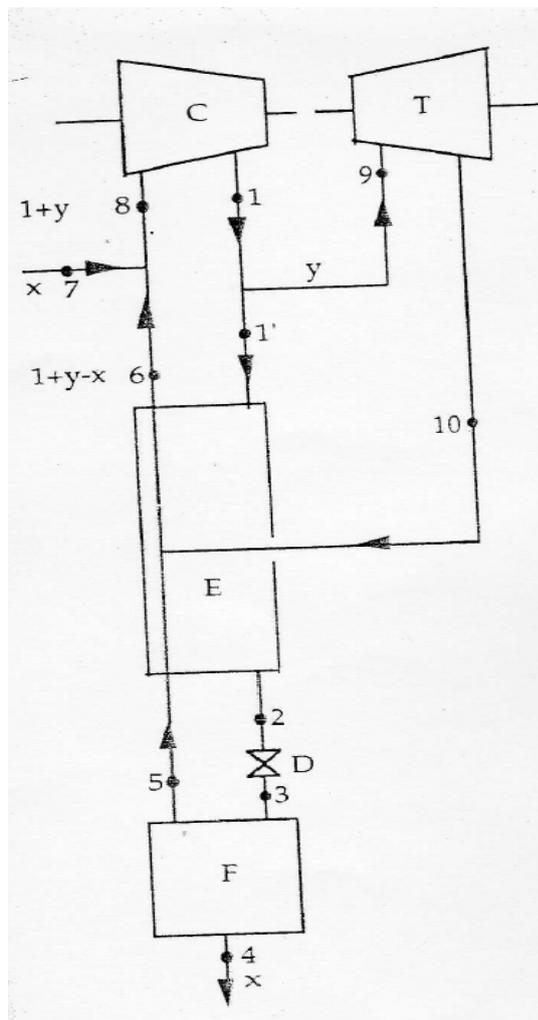
L'échangeur N fait partie d'un cycle frigorifique à ammoniac fonctionnant entre 240 K (-33.15 °C) et 310 K (36.85 °C). Ce cycle contient un compresseur à piston à trois (03) étages et le gaz ammoniac est ramené à 300 K (26.85 °C) entre deux étages successifs (refroidissement intermédiaires).



**Figure II.2** Schéma de la méthode de liquéfaction avec pré-refroidissement (C : compresseur ; E : échangeur de chaleur ; F : séparateur ; D vanne de détente à effet Joule-Thomson).

**Remarque :** Le pré-refroidissement réalisé par un cycle à ammoniac consomme également un travail de compression effectué par le compresseur mult-étagé à ammoniac. Dans les calculs, ce travail sera ajouté au travail de compression nécessaire pour liquéfier le méthane.

#### II.4. Méthode de Liquéfaction avec turbine de détente



**Figure II.3** Schéma de la méthode de liquéfaction avec turbine de détente (C : compresseur ; T : turbine de détente ; E : échangeur de chaleur ; F : séparateur ; D vanne de détente à effet Joule-Thomson).

Dans cette méthode, on procède à une détente, dans la turbine T, d'une partie du gaz comprimé (point 1), et cela afin de récupérer une partie du travail de compression. Le gaz détendu dans la turbine est refroidi mais ne se condense pas. Ce gaz va rejoindre le gaz froid de l'échangeur E (Fig II.3). Les températures aux points 1 et 1' sont toujours de 290 K (16.85 °C) et la température au point 6 est égale à 280 K (6.85 °C).

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and rounded corners on the right, framing the chapter title.

***Chapitre IV***  
***Résultats et discussions***

## Résultats et discussions

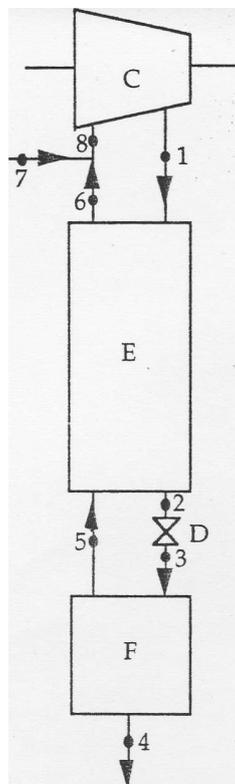
### IV.1. Introduction

Dans le présent chapitre, on va présenter les résultats des calculs relatifs aux trois méthodes étudiées de liquéfaction du gaz naturel. Plus précisément ces méthodes sont relatives à la liquéfaction du gaz méthane. Etant donné que le méthane est le principal constituant du gaz naturel, on pourra supposer que ces méthodes sont applicables à la liquéfaction du gaz naturel. Les trois méthodes étudiées sont :

- Liquéfaction par détente isenthalpique ;
- Liquéfaction avec pré-refroidissement ;
- Liquéfaction avec turbine de détente.

### IV.2. Méthode de Liquéfaction par détente isenthalpique

Cette méthode est schématisée au niveau de la figure III.1.



**Figure III.1** Schéma simplifié de la méthode de liquéfaction par détente isenthalpique (C : compresseur ; E : échangeur de chaleur ; F : séparateur ; D vanne de détente à effet Joule-Thomson) [1].

## Annexe 1

Etat	T (k)	P (atm)	h(cal/mol)	S(cal/mol)
Liquide sat.	111,7	1	1098	18,93
Vapeur sat.	111,7	1	3035	36,44
Vapeur	=194	60	2800	29,20
Vapeur	=196	60	3000	30,10
Gaz	240	1	4098	42,67
Gaz	250	1	4180	43,01
Gaz	250	60	3836	33,86
Gaz	280	1	4430	43,95
Gaz	290	1	4515	44,25
Gaz	290	60	4271	35,48
Gaz	300	1	4600	44,54

Tableau IV : des enthalpies-entropies du méthane. [ 20 ]

Si on désigne par  $x$  la fraction de gaz naturel liquéfié au point 4, et en faisant un bilan enthalpique entre les points 1, 4 et 6, c'est-à-dire un bilan relatif à l'ensemble constitué de l'échangeur E et du séparateur F (Fig III.1), et sachant que le débit molaire au point 6 étant égal à  $(1-x)$  pour un débit unitaire au point 1, on a :

$$h_1 = x \cdot h_4 + (1-x) \cdot h_6$$

Sachant que :

$$h_1 = 4271 \text{ Cal/mole (à partir de Annexe 1, avec } T_1 = 290 \text{ K ; } P = 60 \text{ atm, phase gaz);}$$

$$h_4 = 1098 \text{ Cal/mole (à partir de Annexe 1 avec } T_4 = 111,7 \text{ K ; } P = 1 \text{ atm, phase liquide)}$$

$$h_6 = 4430 \text{ Cal/mole (à partir de annexe 1, avec } T_6 = 280 \text{ K ; } P = 1 \text{ atm, phase gaz ).}$$

$$\text{On aura : } 4271 = x \cdot 1098 + (1-x) \cdot 4430, \text{ donc } x = 0,0477$$

Le travail de compression isentropique pour un gaz parfait consommé au niveau d'un seul étage de compression est tel que :

$$W = RT(k/k-1) * [(P_s/P_e)^{(1-k)/k} - 1]$$

Avec :

$n$  : nombre d'étage du compresseur

$R$  : constante des gaz parfait ( $R = 1.987 \text{ cal/mole.K}$ )

$T$  : température du gaz à l'aspiration (K)

$k$  : exposant adiabatique ( $k = C_p/C_v$ )

$P_s$  : pression du gaz à la sortie de l'étage de compression

$P_e$  : pression du gaz à l'entrée de l'étage de compression

Dans cette étude on a pris en considération les valeurs suivantes :

$n = 4$  (compresseur à quatre étages);

$P_e = 1 \text{ atm}$  (pression du gaz à l'entrée du premier étage du compresseur);

$P_f = 60 \text{ atm}$  (pression du gaz à la sortie du dernier étage du compresseur);

$T = 281 \text{ K}$  (température d'entrée du gaz naturel dans le premier étage du compresseur)

$T = 300 \text{ K}$  (température d'entrée du gaz naturel dans le deuxième, troisième et quatrième étage du compresseur)

$k = 1.31$  (exposant adiabatique du méthane)

Le compresseur est formé de quatre (04) étage, la température d'aspiration du premier étage est  $T_8 = 281 \text{ K}$ , et la température d'aspiration ou d'entrée pour les 3 autres étages étant toujours ramenée (par refroidissement inter-étagé) à  $300\text{K}$ . La pression à la sortie du premier étage  $P_1$  sera telle que  $P_1 = P_e.(60/1)^{1/4}$

( $P_e$  étant la pression d'entrée dans le premier étage)

Donc  $P_1 = 2.78 \text{ atm}$

Le travail de compression du premier étage est donc :

$W_{t1} = (1,987.281).(1,31/0.31).[ 2,78^{0.31/1.31} - 1]$  (travail théorique consommé dans l'étage 1)

$W_{t2} = 3.(1,987.300).(1.31/0.31).[ 2,78^{0.31/1.31} - 1]$  (travail théorique consommé dans les étages : 2, 3 et 4)

Le travail théorique total sera :  $W_t = W_1 + W_2 = 646.70 + 2071.21 = 2717.9 \text{ cal}$

Avec un rendement de  $80\%$  ( $0.8$ ) par rapport à une compression isentropique idéale, le travail réel total sera :  $W_{tr} = 2717.9/0.8 = 3397.4 \text{ Cal}$

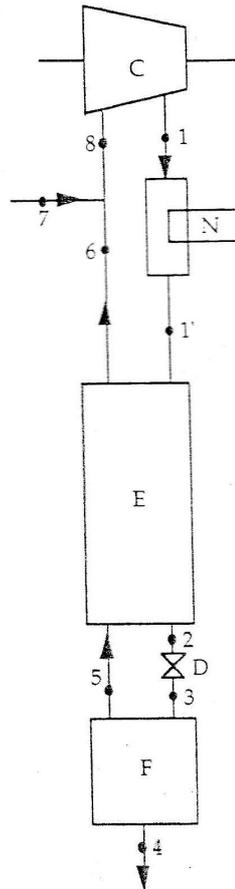
Le travail total réel consommé  $W_{tr}$  pour liquéfier une (01) mole de Gaz naturel sera donc :

$W_{tr} = 3397.4/x = 3397.4/0.0477 = 71224.3 \text{ Cal/(mole de GN liquéfié)}$

$W_{tr} = 71.2 \text{ kcal/mole liq}$

## IV.2. Méthode de Liquéfaction par pré-refroidissement

Dans cette méthode (Fig. III.2), après compression, et avant l'échange thermique réalisé en E, on refroidit le gaz de 290 K (16.85 °C) à 250 K (-23 °C) grâce à un échangeur utilisant un cycle frigorifique à ammoniac (échangeur N, fig III.2).



**Figure III.2** Schéma de la méthode de liquéfaction avec pré-refroidissement (C : compresseur ; E : échangeur de chaleur ; F : séparateur ; D vanne de détente à effet Joule-Thomson) [1].

Si on désigne par  $x$  la fraction de gaz naturel liquéfié au point 4 et pour une mole de gaz présente au point 1', et en faisant un bilan enthalpique entre les points 1' et 6, c'est-à-dire un bilan relatif à l'ensemble constitué de l'échangeur E et du séparateur F (Fig III.2), on a :

$$h_{1'} = x.h_4 + (1-x).h_6$$

$$h_{1'} = 3836 \text{ cal/mole (à partir de annexe 1, avec } T_{1'} = 250 \text{ K ; } P = 60 \text{ atm, phase gaz ).}$$

$$h_4 = 1098 \text{ cal/mole (à partir de annexe 1, avec } T_4 = 111.7 \text{ K ; } P = 1 \text{ atm, phase liquide saturé).}$$

$h_6 = 4098$  cal/mole (à partir de annexe 1, avec  $T_6 = 240$  K ;  $P = 1$  atm, phase gaz).

On obtient :  $x = 0.0873$

Le bilan enthalpique entre les points 6, 7 et 8, permet de calculer la température d'aspiration ( $T_8$ ) du compresseur C :

$$h_8 = h_6.(1-x) + x.h_7$$

$h_7 = 4600$  cal/mole (à partir de annexe 1, avec  $T_7 = 300$  K ;  $P = 1$  atm, phase gaz )

On aura :  $h_8 = 4098.(1-0.0873) + 0.0873.4600 = 4141.8$  cal/mole

La température au point 8,  $T_8$ , sera calculée par interpolation entre 240 et 250 K, à partir de la relation suivante :

$$T_8 = T_{240} + (T_{250}-T_{240}).((h_8- h_6)/(h_{250}-h_6))$$

Avec :

$$T_{240} = 240 \text{ K}$$

$$T_{250} = 250 \text{ K}$$

$h_{250} = 4180$  (à partir de annexe 1, avec  $T_{250} = 250$  K ;  $P = 1$  atm, phase gaz).

On trouve  $T_8 = 245.34$  K

Le compresseur est formé de quatre (04) étage, la température d'apiration du premier étage est donc  $T_8 = 245.34$ K , et la température d'aspiration ou d'entrée pour les 3 autres étages étant toujours ramenée (par refroidissement inter-étagé) à 300K. La pression à la sortie du premier étage  $P_1$  est telle que  $P_1 = P_e.(60/1)^{1/4}$

( $P_e$  pression d'entrée dans le premier étage)

Donc  $P_2 = 2.78$  atm

Le travail de compression du premier étage est donc :

$$W_1 = (1,987.245,3). (1,31/0.31).[(2.78)^{0.31/1.31} -1]$$

$$W_1 = 564.36 \text{ cal}$$

Pour les trois autres étages, le travail de compression sera :

$$W = 3. [ (1,987.300). (1,31/0.31).[(2.78)^{0.31/1.31} -1] ] = 2070.62 \text{ cal}$$

Le travail de compression theorique total (pour les 4 étages) sera :

$$W_t = 2070.62 + 564.36 = 2635 \text{ cal}$$

Le travail de compression réel avec un rendement de 80 % (0.8) par rapport à une compression isentropique idéale sera :  $W_{cr} = 2635/0.8 = 3293.7$  cal

Ce travail  $W_{cr}$  doit etre ajouté au travail de compression de l'ammoniac ( $W_N$ ) consommé au niveau de l'échangeur N. Dans ce paragraphe on va exposer la methode de calcul du travail  $W_N$ .

Le travail ( $W_N$ ) consommé au niveau de l'échangeur N sera calculé par une méthode graphique basée sur le diagramme de Molier de l'ammoniac ( $NH_3$ ).

Le compresseur d'ammoniac possède trois étages et l'étagement ou distribution des pressions à la sortie de chaque étage est comme suit : 2.4 atm, 5.8 atm et 14 atm.

Une compression isentropique de 1 à 2.4 atm est représenté par le segment AB au niveau de la figure III.4. Le point B est situé sur l'isobare 2.4 atm (Fig III.4). Le point A représente l'état du gaz à l'aspiration (240 K ; 1 atm).  $H_B - H_A$  représente le travail de compression isentropique consommé dans le premier étage et ayant un rendement de compression égal à 100 %. Pour un rendement de compression égal à 80 %, le point B va se décaler et il va se situer sur le point G, le travail réel de compression dans le premier étage ( $H_G - H_A$ ) sera tel que:  $(H_B - H_A) / (H_G - H_A) = 0.8$

Le refroidissement inter-étage ramène le gaz ammoniac à 300 K, donc l'état du gaz sera le point H situé sur l'isotherme 300 K (fig III.4). Une deuxième compression dans le deuxième étage sera représentée par le segment HI, le point I étant sur l'isobare 5.8 atm. La compression réelle ayant un rendement de 80 %, le point I se décale vers le point J, situé sur l'isobare 5.8 atm, qui représente l'état réel du gaz. Le travail réel de compression dans le deuxième étage ( $H_J - H_H$ ) sera tel que:  $(H_I - H_H) / (H_J - H_H) = 0.8$  .

On recommence la même procédure graphique pour le troisième étage du compresseur (point K, L et M) et à partir de la figure III.3, on trouve les résultats suivants :

$$H_B - H_A = 460 \text{ cal/mole, donc : } H_G - H_A = 575 \text{ cal/mole}$$

$$H_I - H_H = 500 \text{ cal/mole, donc : } H_J - H_H = 625 \text{ cal/mole}$$

$$H_L - H_K = 500 \text{ cal/mole, donc : } H_M - H_K = 625 \text{ cal/mole}$$

$$\text{Le travail total de compression sera donc : } 575 + 625 + 625 = 1825 \text{ cal/mole}$$

Sachant qu'une mole d'ammoniac extrait à l'évaporateur une quantité de chaleur égale à son enthalpie de vaporisation à 240 K, c'est-à-dire 5570 cal. Pour une mole de méthane liquéfié, il faudra comprimer  $435/5570$  mole d'ammoniac, le travail de compression sera donc :  $W_N = (435/5570) \cdot 1825 = 142.5 \text{ kcal}$

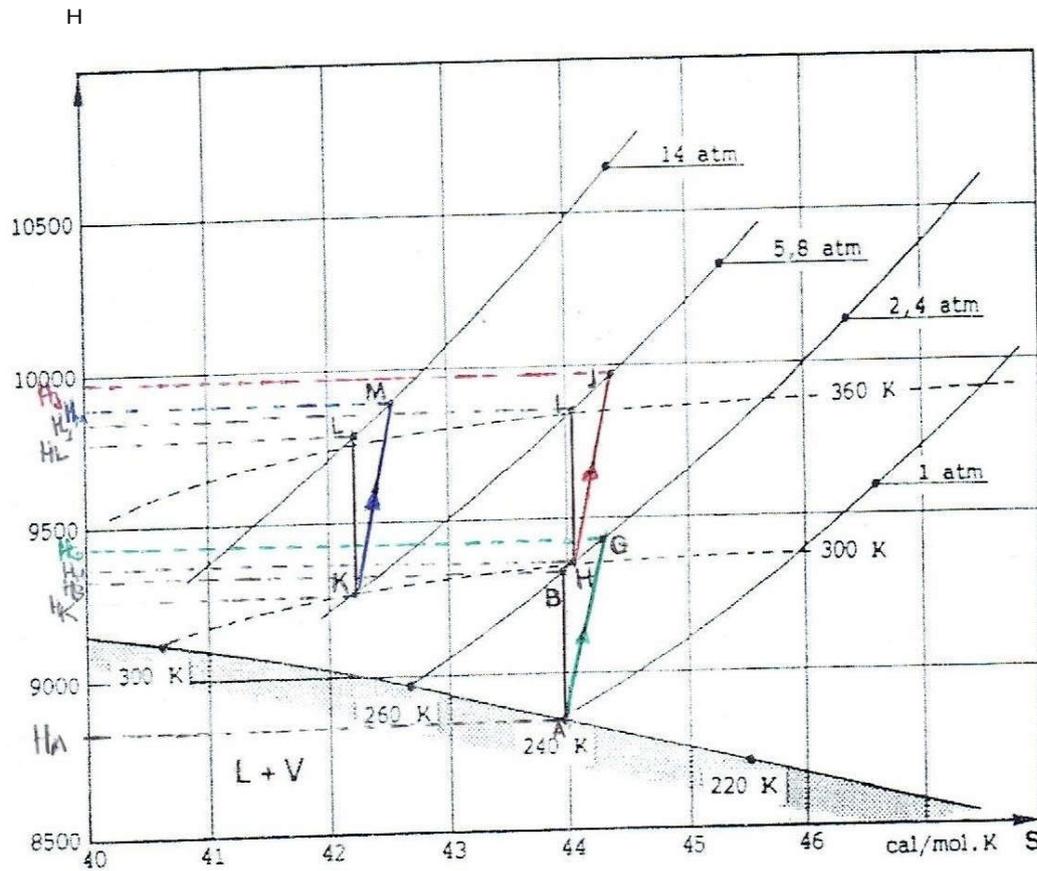
Ce travail  $W_N$  doit être ajouté au travail de compression du méthane, on aura :

$$W_{cr} + W_N = 3293.7 + 142.5 = 3436.2 \text{ cal}$$

Ce travail (3436.2 cal) permet de liquéfier 0.0873 mole de méthane, le travail total réel consommé pour liquéfier une mole de méthane sera alors :  $3436.2 / 0.0873 = 39360 \text{ cal/mole}$

$$W_{tr} = 39360 \text{ cal/mole} = 39.36 \text{ kcal/mole}$$

Donc le travail total réel consommé  $W_{tr}$  pour liquéfier une (01) mole de Gaz naturel sera donc  $W_{tr} = 39.36$  kcal/mole de méthane liquéfié



cal/mol

**Figure III.2** Diagramme de Molier de l'ammoniac et procédure graphique de calcul du compresseur d'ammoniac [20].



Dans cette méthode, on procède à une détente, dans la turbine T, une partie du gaz comprimé (point 1). Le gaz détendu dans la turbine est refroidi mais ne se condense pas. Ce gaz va rejoindre le gaz froid de l'échangeur E (Fig III.4). Les températures aux points 1 et 1' sont toujours de 290 K et la température au point 6 est égale à 280 K. On va faire les calculs pour une mole de gaz naturel liquéfiée au point 1' et  $y = 0.3$  mole de gaz naturel qui se détend en traversant la turbine (points 9 et 10).

L'enthalpie au point 9 est égale à l'enthalpie aux points 1 et 1' :  $h_9 = h_1 = h_{1'}$

La température au point 9 est égale aux températures aux points 1 et 1' (290 K)

$h_9 = 4271$  cal/mole (à partir de annexe 1, avec  $T_{1'} = T_9 = 290$  K ;  $P = 60$  atm, phase gaz).

Le travail correspondants à une détente isentropique est tel que :  $W = \Delta h = h_9 - h_{\text{mélange}}$

avec  $h_{\text{mélange}} = 2946$  cal/mole

$$W = 4271 - 2946 = 1325 \text{ cal/mole}$$

Pour un rendement isentropique de détente égal à 80 %, le travail récupéré dans la turbine est :

$$W_{\text{recup}} = W/0.8 = 1060 \text{ cal/mole}$$

L'enthalpie au point 10 sera :  $h_{10} = h_9 - W_{\text{recup}}$

$$h_{10} = 4271 - 1060 = 3211 \text{ cal/mole}$$

Le bilan enthalpique appliqué à l'ensemble constitué de l'échangeur E et du séparateur F (Fig IV.3) s'écrit :

$$h_1 + y.h_{10} = x.h_4 + (1+y-x).h_6$$

$h_1 = 4271$  cal/mole (à partir de annexe 1, avec  $T_1 = 290$  K ;  $P = 60$  atm, phase gaz).

$h_6 = 4430$  cal/mole (à partir de annexe 1, avec  $T_6 = 280$  K ;  $P = 1$  atm, phase gaz).

$$\text{On aura : } x = 0.0477 + 0.366.y$$

L'enthalpie au point 8 se calcul à partir du bilan énergétique : '6+7=8'

$$h_6 (1+y-x) + xh_7 = (1+y) h_8$$

$$4430(1+y) + 170x = (1+y)h_8$$

$$\text{Or } x = 0.0477 + 0.366.y$$

$$\text{On aura : } 4438.11 + 4492.85.y = (1+y)h_8$$

Pour  $y = 0.3$  on trouve que  $x = 0.1575$  et  $h_8 = 4450.7$  cal/mole

On a :

$$T = 280\text{K} \quad h = 4430 \text{ cal/mole} \quad (\text{à partir de annexe 1}).$$

$T = 290\text{K}$   $h = 4515$  cal/mole (à partir de annexe 1).

Pour  $h_8 = 4450.7$  cal/mole on trouve (par interpolation) que  $T_8 = 282.4$  K

$T_8 = 282.4$  K représente la température d'aspiration du compresseur

Le travail consommé dans la première méthode, pour une température d'entrée dans le compresseur de 281 K, a été trouvé égal à 3397.4 cal/mole de méthane liquéfié. Pour une température d'entrée de 282.4 K, le travail est peu différent, et on trouve  $W_{tr} = 3399.6$  cal/mole de méthane liquéfié

Pour un débit d'entrée dans le compresseur de  $(1+y) = 1.3$  mole, le travail deviendrait :

$$3399,6 \cdot 1.3 = 4419.5 \text{ cal/mole de GN liquéfié}$$

Le travail récupéré dans la turbine sera :  $1060 \cdot y = 1060 \cdot 0,3 = 318$  cal

Le travail consommé net pour la liquéfaction de 0.1575 mole de GN sera :

$$4419.5 - 318 = 4101.5 \text{ cal}$$

Le travail consommé net pour la liquéfaction de 1 mole de GN sera :

$$W_{tr} = 4101.5 / 0.1575 = 26041.3 \text{ cal}$$

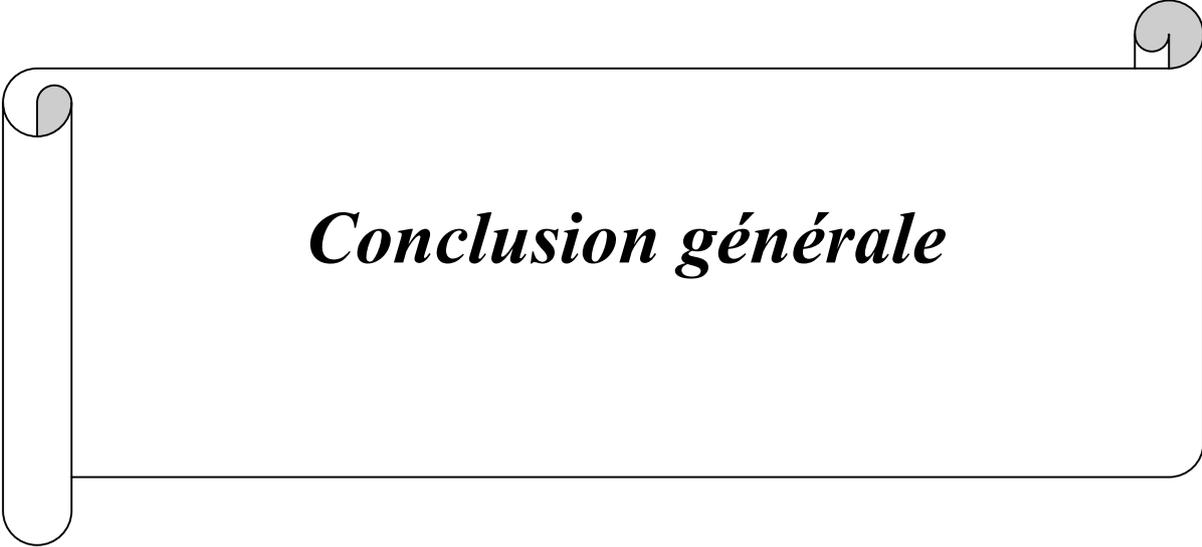
Donc :  $W_{tr} = 26.04$  kcal/mole de méthane ou gaz naturel liquéfié

Cette dernière valeur est très inférieure à celles trouvées dans les deux dernières méthodes, on a donc :

Détente isenthalpique  $W_{tr} = 71.22$  kcal/mole de méthane liquéfié

Détente isenthalpique avec pré-refroidissement  $W_{tr} = 39.36$  kcal/mole de méthane liquéfié

Détente isenthalpique et turbine de détente  $W_{tr} = 26.04$  kcal/mole de méthane liquéfié



***Conclusion générale***

## **Conclusion générale**

Notre travail a consisté à comparer trois méthodes de liquéfaction du gaz méthane. L'objectif de ce travail a consisté donc à comparer du point de vue consommation énergétique trois méthodes utilisées pour la liquéfaction du méthane qu'on a supposé applicable pour la liquéfaction du gaz naturel. Les trois méthodes étudiées sont :

- liquéfaction par détente isenthalpique ;
- liquéfaction avec pré-refroidissement ;
- liquéfaction avec turbine de détente.

Ce travail a consisté essentiellement à calculer pour chaque méthode la quantité d'énergie nécessaire à la liquéfaction d'une mole de méthane ou de gaz naturel.

Les résultats obtenus par calculs thermodynamique nous permettent de conclure que la méthode ou procédé de liquéfaction avec turbine de détente est la plus économique par rapport aux autres méthodes étudiées, car elle présente la plus minimale quantité d'énergie nécessaire à la liquéfaction d'une mole de gaz naturel et cela est dû essentiellement à la récupération au niveau de la turbine d'une partie du travail de compression consommé dans le compresseur.

---

## REFERENCES

- [1] <https://www.liberation.fr>
- [2] S.BESSAM, Etude des propriétés thermodynamique, structurales et de transport du méthane liquide et des mélanges d'hydrocarbures par dynamique moléculaire de corps flexible ,Mémoire de magister université d'Oran département de chimie, 2008, page 25-27-28
- [3] GNL101 Initiation au Gaz Naturel Liquéfié, SNC. LAVALIN . 2016 .
- [4] Présentation du complexe de liquéfaction GL2Z, manuel de formation 2003.
- [5] <https://particuliers.engie.fr> ,02/02/2019
- [6] <http://www.worldbank.org> , 03/02/2019
- [7] <https://www.clarke-energy.com> , 12/04/2019
- [8] <https://www.lenergeek.com> , 29/01/2019
- [9] <https://www.connaissancedesenergies.org> ,15/03/2019
- [10] <https://fr.wikipedia.org> , 12/05/2019
- [11] <https://total.direct-energie.com> , 13/02/2019
- [12] <https://www.gaznaturel.be> , 02/04/2019
- [13] <http://www.economiedenergie.fr> , 02/02/2019
- [14] <https://www.planete-energies.com> , 02/02/2019
- [15] [www.grtgaz.com/fileadmin/grands](http://www.grtgaz.com/fileadmin/grands) ,04/02/2019
- [16] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Rabaska\\_\(projet\\_industriel\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Rabaska_(projet_industriel)) ,03/03/2019
- [17] Jean-Paul Lacousière, le gaz naturel liquéfié, enjeux d'implantation, 2006, Université Sherbrooke.
- [18] <https://www.engineering-airliquide.com> , 05/02/2019
- [19] <http://m.french.aac-autoclave.com> ,20/05/2019
- [20] B. Lefrancois. Chimie industrielle, Tec & Doc, Paris, 1995

**Résumé:**

L'objectif de ce travail a été de d'étudier et comparer trois méthodes de liquéfaction du gaz naturel très utilisées dans la pratique industrielle. Les résultats obtenus montrent que la méthode ou procédé de liquéfaction avec turbine de détente est la plus économique par rapport aux autres méthodes étudiées, car elle présente la plus minimale quantité d'énergie nécessaire à la liquéfaction d'une mole de gaz naturel

**Mots clés :** liquéfaction, gaz naturel, détente, turbine, compresseur, vanne Joule-Thomson

**Abstract:**

The objective of this work was to calculate and to compare three natural gas liquefaction methods very used in the industrial practice. The obtained results show that the detent turbin based method is the most economical relatively to the other studied methods because it possesses the minimal energy required to the liquefaction of one mole of natural gas.

**Key words;** liquefaction, natural gas, expansion, turbin, compressor, Joule-Thomson valve

**ملخص:**

هدف هذا العمل كان حساب و مقارنة ثلاثة طرق لتمميع الغاز الطبيعي جد مستعملة في الميدان الصناعي . النتائج المتحصل عليها تشير أن الطريقة التي تستعمل ترين التممد هي الأحسن على المستوى الاقتصادي بالنسبة للطرق الأخرى المدروسة لأن كمية الطاقة المستهلكة لتمميع مولة واحدة من الغاز الطبيعي هي أدنى.  
الكلمات المفتاحية : تمميع غاز الطبيعي التممد ترين ضاغط صمام جول طومسون