



République Algérienne Démocratique et
Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat
Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés

Polycopié de cours



Matière : Traitement et industrie du gaz naturel

Niveau : 1ère année Master Génie pétrochimique

Présenté par **Dr. Djamila BRAHIMI**

Année Universitaire 2021/2022

1. Informations sur le cours

Faculté: Technologie
Département: Génie des procédés
Filière: Industries pétrochimiques
Intitulé du cours: Traitements et industrie du gaz naturel
Crédit: 02
Coefficient: 01
Durée : 22 heures
Enseignant: Cours et TD: Mme BRAHIMI Djamila Contact: par mail (l'adresse: brahimidjamila355@gmail.com)

2. Présentation du cours

Les cours de traitements et industrie du gaz sont destinés aux étudiants de 1^{ère} année master. Dont l'objectif principal est de permettre aux étudiants de consolider leurs connaissances sur les différents traitements du gaz naturel, sa liquéfaction, son stockage, et son transport.

Ce module contient huit chapitres détaillés sur le gaz naturel à partir de son origine, sa formation, et sa composition en plus, de ses propriétés. Ensuite il traite les moyens de l'exploration et forage. Les procédés de traitement de gaz sont aussi expliqués y compris (dégazolinage, déshydratation, et décarbonatation) afin d'éliminer les éléments indésirables pour amener le gaz à des spécifications de transport. Et se termine par les procédés de liquéfaction du gaz et les moyens de transport et de stockage du gaz soit à

l'état gazeux ou liquide. La carte conceptuelle ci-dessous simplifiée le module et ses chapitres avec la façon de sa présentation.

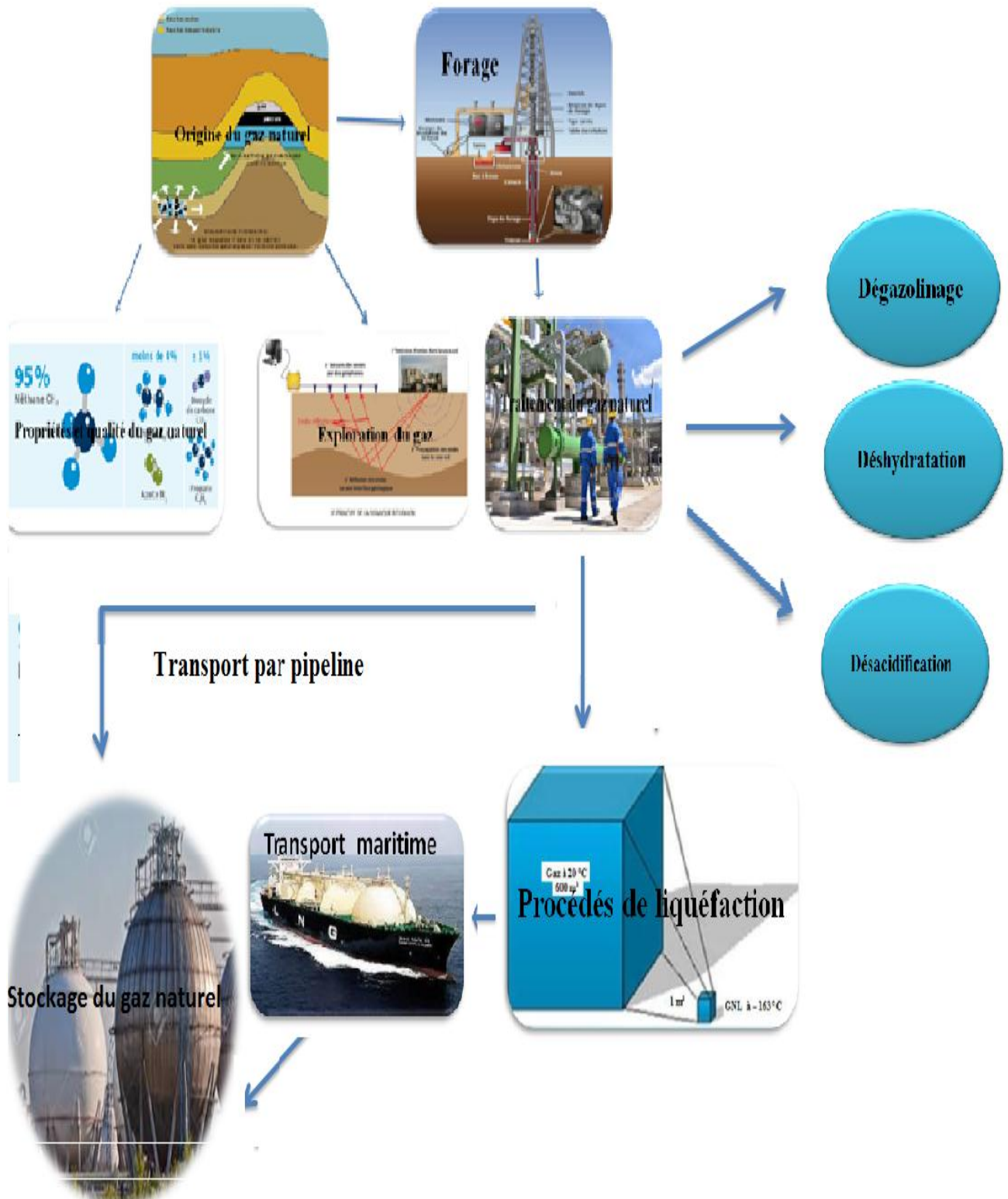


Table des matières

CHAPITRE I : ORIGINE DU GAZ NATUREL.....	5
CHAPITRE II : PROPRIETES ET QUALITE DU GAZ NATUREL.....	11
CHAPITRE III : EXPLORATION-FORAGE	19
CHAPITRE IV : TRAITEMENT DU GAZ NATUREL.....	30
CHAPITRE V : PROCEDES DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL.....	45
CHAPITRE VI : TRANSPORT PAR PIPELINE ET TRANSPORT MARITIME.....	57
CHAPITRE VII : TERMINAL DE REGAZEIFICATION.....	70
CHAPITRE VIII : STOCKAGE DU GAZ NATUREL.....	79
EXERCICES	86
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	95
ANNEXES.....	97

CHAPITRE I : ORIGINE DU GAZ NATUREL

INTRODUCTION :

On appelle gaz naturel combustible ou simplement gaz naturel tout fluide gazeux combustible provenant du sous-sol. La plupart des gaz naturels sont des mélanges d'hydrocarbures saturés où prédomine le méthane (CH_4) ; ils proviennent d'accumulations souterraines de gaz seuls ou de gaz associés au pétrole. Il y a donc autant de compositions de gaz naturels qu'il y a de gisements d'hydrocarbures exploités.

1- ORIGINE DU GAZ NATUREL

On admet jusqu'ici que l'origine des gisements de gaz naturel est la même que celle des gisements de pétrole. Le gaz naturel est formé par la dégradation de la matière organique accumulée au cours des millions d'années passées. La matière organique se serait accumulée au fond des mers des océans, des lacs et des deltas mélangés à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation et formant le « sapropel ». La pression développée au fur et à mesure par l'accumulation des sédiments au cours des temps géologiques, la température, l'action des bactéries en milieu réducteur c'est-à-dire en absence d'oxygène, auraient petit à petit transformé ce « sapropel » en pétrole.

Deux mécanismes principaux sont responsables de cette dégradation :

1.1. Le gaz bactérien ou biochimique:

Le mode ou la manière de formation du gaz bactérien dit aussi biochimique, est dû à l'action des bactéries sur les débris organiques (animaux et végétaux) qui s'accumulent dans les sédiments. L'action de ces bactéries conduit généralement à 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. Le méthane bactérien représente environ 20 % des réserves actuellement connues.

1.2. Le gaz thermique :

Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments animaux et végétaux portés à des températures et des pressions élevées, 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.

2. Formation des gisements du gaz :

La partie du sous-sol dans laquelle s'est formé le pétrole et/ou le gaz est appelé roche mère. Une fois formé, il est soumis à plusieurs forces : le poids des sédiments, les forces géologiques, les différences de densités avec l'eau salée qui l'accompagne, etc.

Dans le but de réduire l'effet de ces forces, le pétrole a tendance à se déplacer vers d'autres endroits en empruntant un chemin à travers les roches les plus perméables ou les fissures existant à l'intérieur de ces roches. Cette migration s'effectue de la roche mère vers la surface de la terre, en traversant les sédiments ; cela est dû à ce que la densité du pétrole est plus faible que celle de l'eau. L'endroit où s'arrête la migration du pétrole et/ou du gaz est appelé "piège".

-Une roche poreuse dans laquelle s'accumule le pétrole et/ou le gaz, c'est ce que l'on appelle « roche magasin » ou « roche réservoir » voir figure I.1.

- au-dessus de cette « roche magasin », une couche suffisamment imperméable pour empêcher le pétrole et/ou le gaz de migrer vers la surface; c'est ce que l'on appelle « roche couverture » où l'ensemble des roches mères et des roches réservoirs constitue ce que l'on appelle un gisement pétrolier. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). ou également « roche imperméable », comme une couche de sel par exemple.

L'ensemble des roches mères et des roches réservoirs constitue ce que l'on appelle un gisement pétrolier ou gazier. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits

(le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau), comme illustré dans la figure I.2.

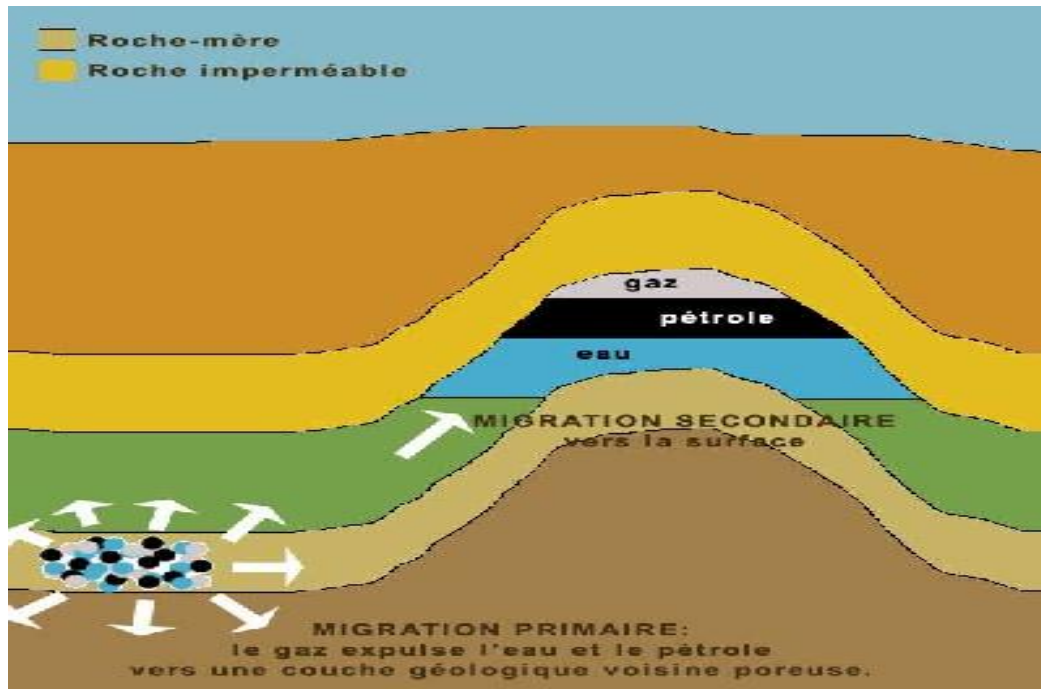


Figure .I .1. Migration primaire des huiles et migration secondaire du gaz.

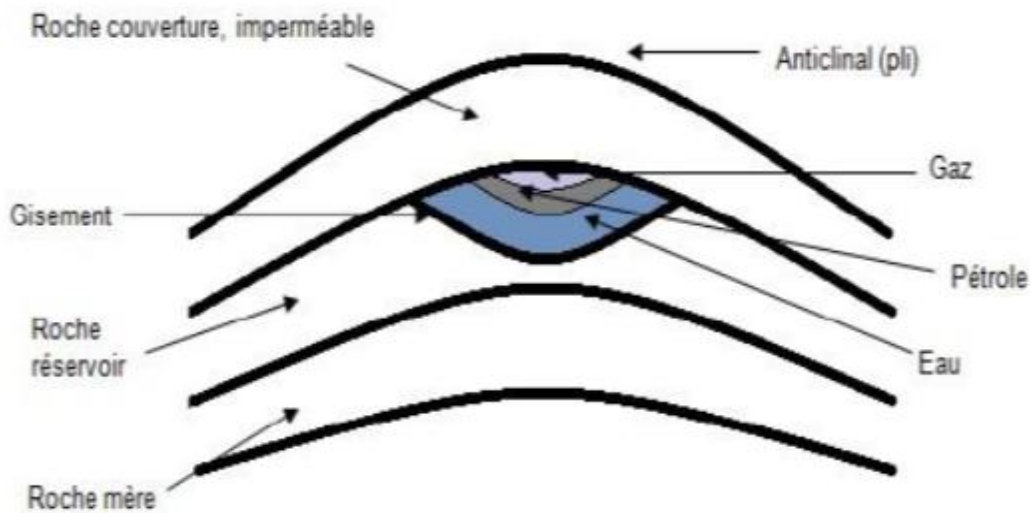


Figure.I.2.Schéma simplifié d'un gisement du gaz.

3. Les différents types de gaz naturel :

L'apparition d'une phase liquide associée au gaz dépend des conditions de pression et de température dans le réservoir et en surface, ceci nous conduit à distinguer les types de gaz suivants :

3.1. Le gaz sec : Ce type de gaz contient un grand pourcentage de méthane (CH_4) et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane (C_2H_6), il ne forme aucune phase liquide dans les conditions de production.

3.2. Le gaz humide : Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) au cours de la production dans les conditions de surface quand il y'aura des chutes de pression et/ou de température, il est moins concentré en hydrocarbures légers.

3.3. Le gaz à condensats : Ce type de gaz forme une phase liquide (eau et/ou condensats) dans le réservoir et au cours de la production, la phase condensée est plus riche en constituants lourds.

3.4. Le gaz associé : Ce dernier type de gaz se trouve généralement dans les gisements pétroliers il coexiste dans le réservoir avec la phase huile soit sous forme libre (gaz de couverture) ou sous forme dissoute dans la phase huile. Le gaz dissous sera récupéré après la distillation atmosphérique du pétrole brut.

La figure. I.3. représente de manière simplifiée différents cas de gisements d'hydrocarbures.

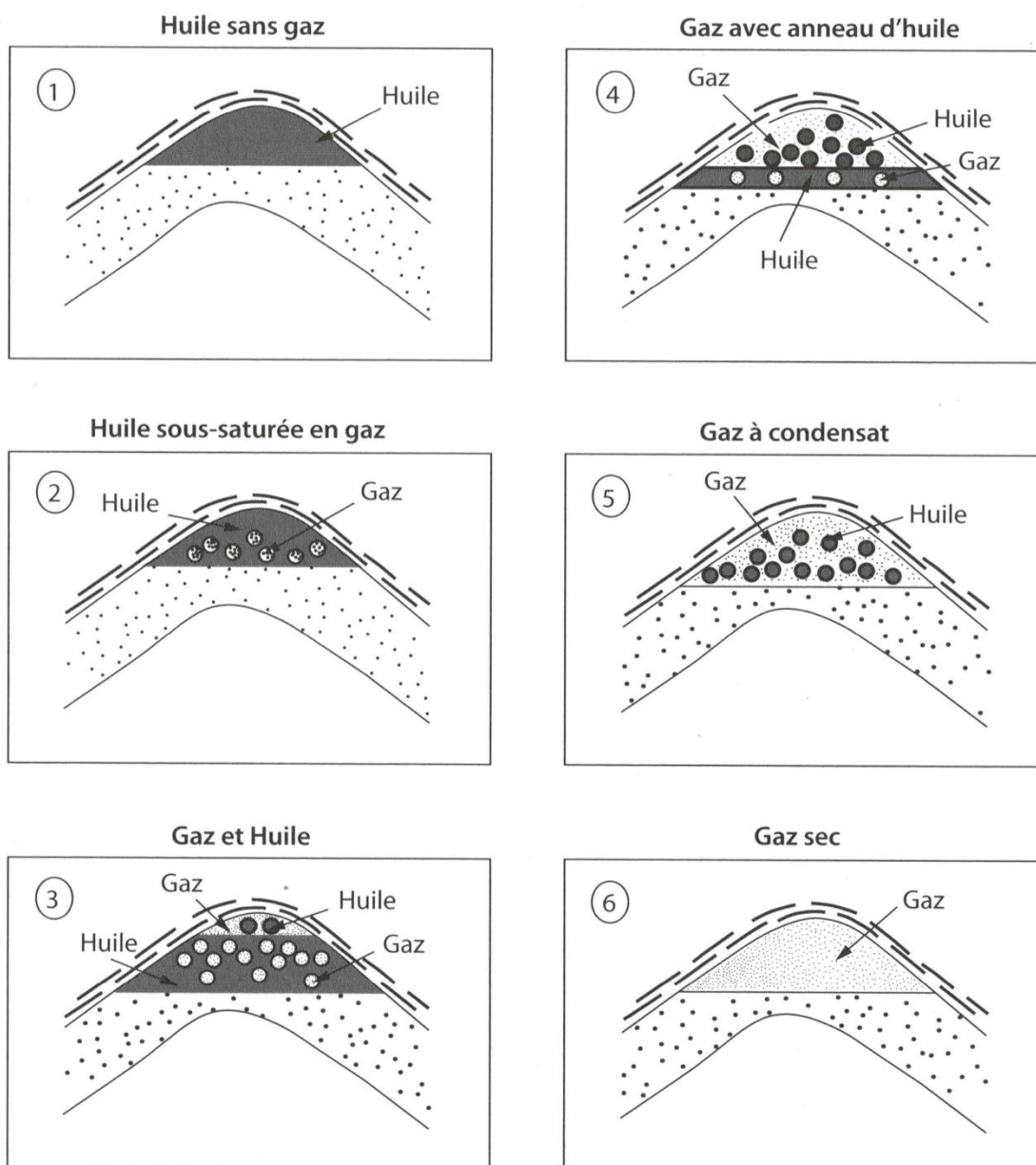


Figure.I.3.Exemple de relations entre huile et gaz dans les gisements d'hydrocarbures.

CHAPITRE II : PROPRIETES ET QUALITE DU GAZ NATUREL

I. Propriétés du gaz naturel :

Le gaz brut est caractérisé par les propriétés suivantes :

1. La composition chimique :

Elle représente le pourcentage des éléments et des composés dans le gaz, elle est utilisée pour l'étude de la vaporisation, le calcul du poids moléculaire et pour la détermination de certaines autres propriétés en fonction de la pression et /ou de la température telles que la compressibilité, la densité...etc. La composition du gaz peut aussi être donnée en fractions massiques des constituants

2. La masse molaire moyenne :

Soit (n) le nombre total de constituants du gaz, (M_i) et (x_i) sont respectivement la masse molaire et la fraction molaire de chaque constituant, la masse molaire moyenne du gaz est calculée par la relation suivante :

$$M_{(gaz)} = \sum_{i=1}^n x_i * M_i$$

3. Compressibilité:

les déviations par rapport à la loi de Mariotte sont telles qu'il faut en tenir compte pour les calculs fondés sur les conditions rencontrées dans les gisements ou dans les opérations de traitement et de transport du gaz naturel. On utilise donc la formule :

$$PV = Z nRT$$

Avec Z coefficient de déviation par rapport à la loi des gaz parfaits ou facteur de compressibilité. On peut estimer Z, pour la plupart des gaz naturels contenant plus de 50 % de méthane, par les courbes de katz (figure II.1)

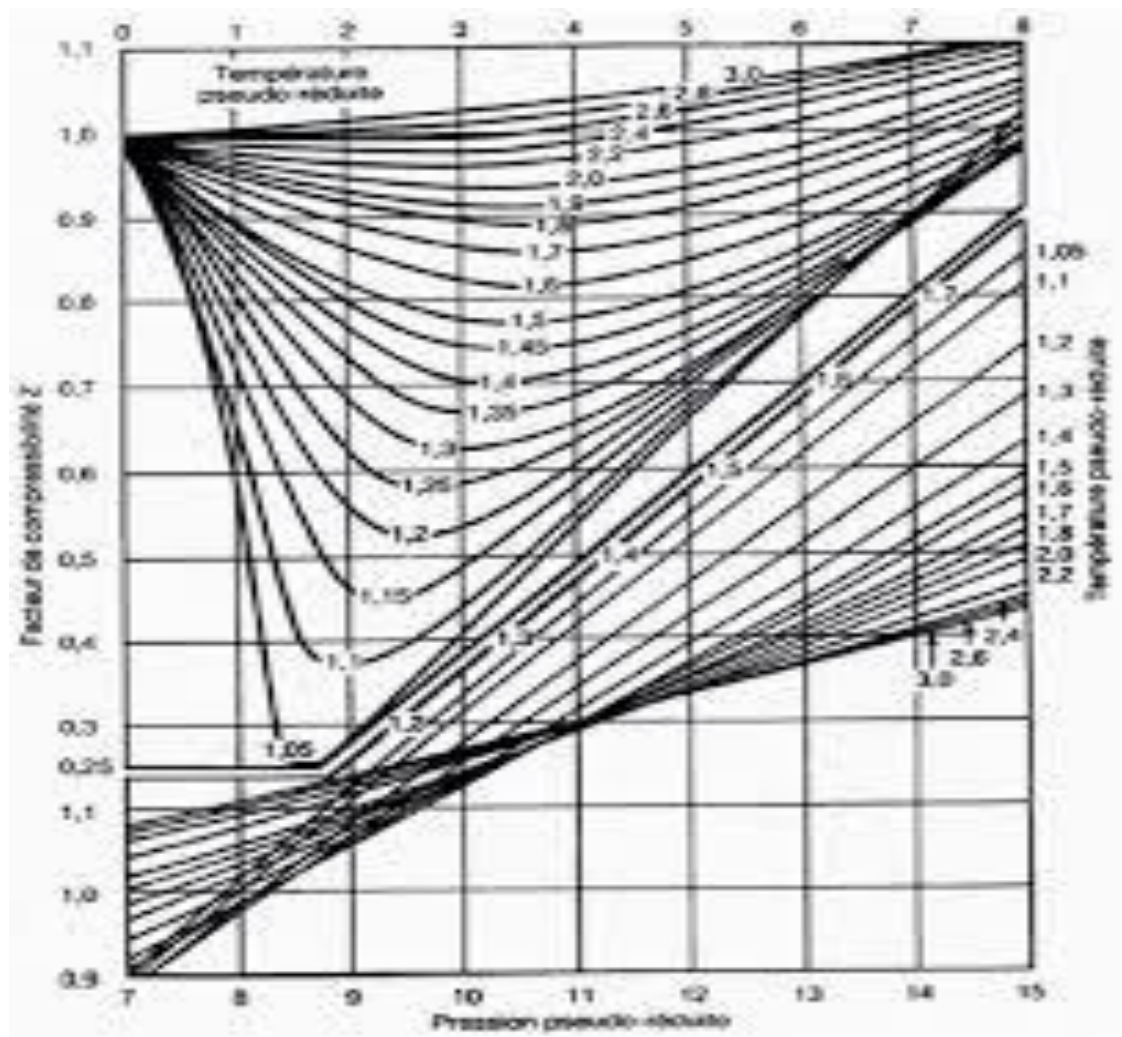


Figure.II.1. Facteur de compressibilité Z des gaz naturels, d'après Katz.

4. 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. On peut aussi exprimer la densité du gaz comme étant le rapport de la masse volumique du gaz sur celle de l'air dans les mêmes conditions de pression et de température. La densité du gaz est donc :

$$d_{(gaz)} = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}}$$

Dans les conditions normales (0°C et 1 atm), on a : $(\rho_{air}) = 1,29 \text{ g/l}$. La masse volumique du gaz peut aussi être exprimée par la relation suivante, en introduisant le facteur de compressibilité (Z) dans l'équation d'état des gaz parfaits :

$$\rho_{(gaz)} = \frac{P * M_{gaz}}{Z * R * T}$$

Masses molaires puisque les volumes sont égaux, alors la densité devient :

$$d_{(gaz)} = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} = \frac{M_{gaz}}{29}$$

5. Le pouvoir calorifique :

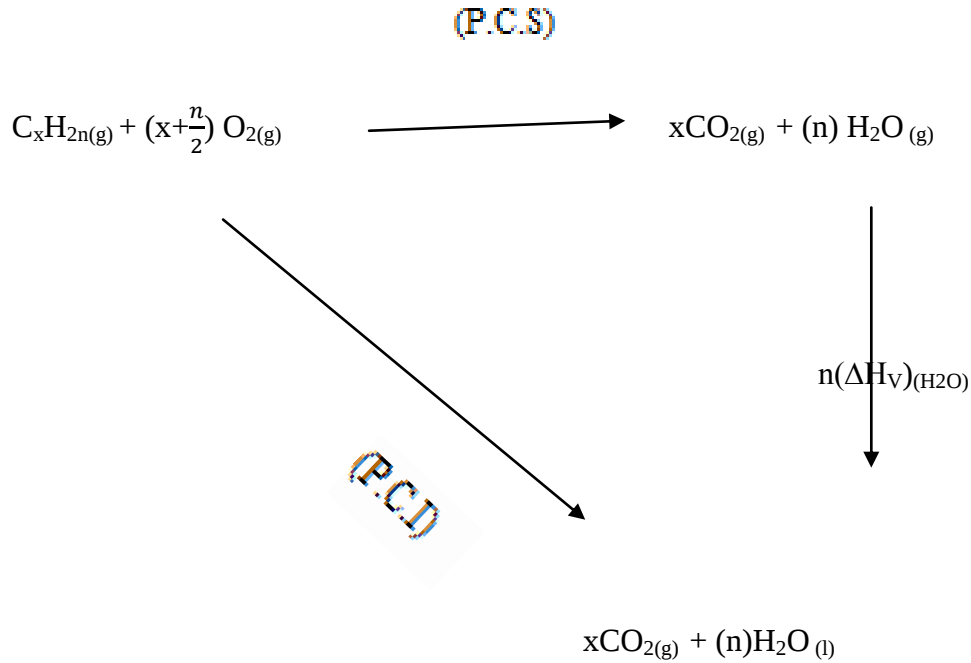
C'est la quantité de chaleur en Joules ou en calories dégagée lors de la combustion totale d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz généralement à 15°C et sous la pression atmosphérique. L'unité du pouvoir calorifique est donc : (J/m³), (J/kg) ou (J/mol). En d'autre terme, le pouvoir calorifique représente l'enthalpie de combustion par unité de volume, de masse ou de mole du gaz à la température de 15 °C.

5.1. Le pouvoir calorifique supérieur (P.C.S) :

C'est le pouvoir calorifique du gaz mesuré ou calculé si l'eau dégagée de la combustion est sous forme d'un liquide.

5.2. Le pouvoir calorifique inférieur (P.C.I) :

C'est le pouvoir calorifique du gaz mesuré ou calculé si l'eau dégagée de la combustion est sous forme d'une vapeur. Pour trouver la relation liant le (P.C.S) au (P.C.I), on analyse le schéma réactionnel de combustion d'un hydrocarbure, en supposant que la combustion dégage (n) moles d'eau :



Puisque le (P.C.S) et le (P.C.I) sont des chaleurs dégagées, alors il est évident que : (P.C.S) < 0 et (P.C.I) < 0.

D'un autre côté on a : $(\Delta H_v) > 0$, alors d'après le schéma réactionnel ci-dessus il vient :

$$\text{(P.C.I)} = \text{(P.C.S)} + n (\Delta H_v)_{(\text{H}_2\text{O})}$$

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 : $(\Delta H_v) = -(\Delta H_{\text{cond}})$, alors il vient :

$$\text{(P.C.S)} = \text{(P.C.I)} + n (\Delta H_{\text{cond}})_{(\text{H}_2\text{O})}$$

6. Teneur en eau et hydrates:

le gaz naturel est normalement saturé d'eau dans les conditions du gisement. Cette eau peut avoir deux inconvénients principaux pour le transport ou le changement de conditions du gaz (pression, température du gaz) :

- * elle peut se condenser et former des bouchons d'eau générateurs de pertes de charge ou dangereux pour la recompression;
- * elle peut aussi, sous des conditions déterminées, former avec les hydrocarbures des corps solides durs comme de la glace (des hydrates d'hydrocarbures).
- * Pour un gaz naturel donné, en présence d'eau liquide, les hydrates se forment à une certaine température pour une pression donnée.

Pression (bars)



Figure II.2 : Courbe de formation d'hydrates

II. Qualité :

Le traitement visera, dans toute la mesure du possible, à maintenir dans le gaz un maximum d'hydrocarbures valorisables sur le plan de son pouvoir calorifique final. À cet égard on classe les gaz naturels en deux catégories : H, pour les pouvoirs calorifiques élevés [10,7 à 12,8 kWh/m³] et B pour les pouvoirs calorifiques faibles [9,5 à 10,5 kWh/m³].

2. Éléments mineurs En dehors des hydrocarbures contenus normalement dans le gaz naturel, on trouve souvent un ou plusieurs des éléments mineurs ou impuretés ci-après :

Azote N₂ : il n'a pour inconvénient que son caractère inerte qui diminue la valeur commerciale du gaz (en particulier son pouvoir calorifique) ; notons qu'il existe des procédés de dénitrogénéation permettant par séparation de l'azote de valoriser le gaz sur le plan de son pouvoir calorifique ;

Hélium He : il peut être valorisé commercialement par une opération de dénitrogénéation ;

Hydrogène sulfuré H₂S : il est nuisible par ses propriétés corrosives, et est donc à extraire ;

Dioxyde de carbone CO₂ : il est nuisible par ses propriétés corrosives, donc il faut l'extraire ;

Eau H₂O : la plupart des gisements d'hydrocarbures s'étant formés en milieu aqueux, le gaz naturel d'un gisement est normalement saturé en vapeur d'eau ; pour son exploitation, on sera amené à le déshydrater partiellement.

S total : inférieur à 150 mg/m³;

Point de rosée : inférieur à - 5 °C à la pression maximale de service.

III. Utilisation du gaz naturel :

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés, comme illustré dans la figure II.3.

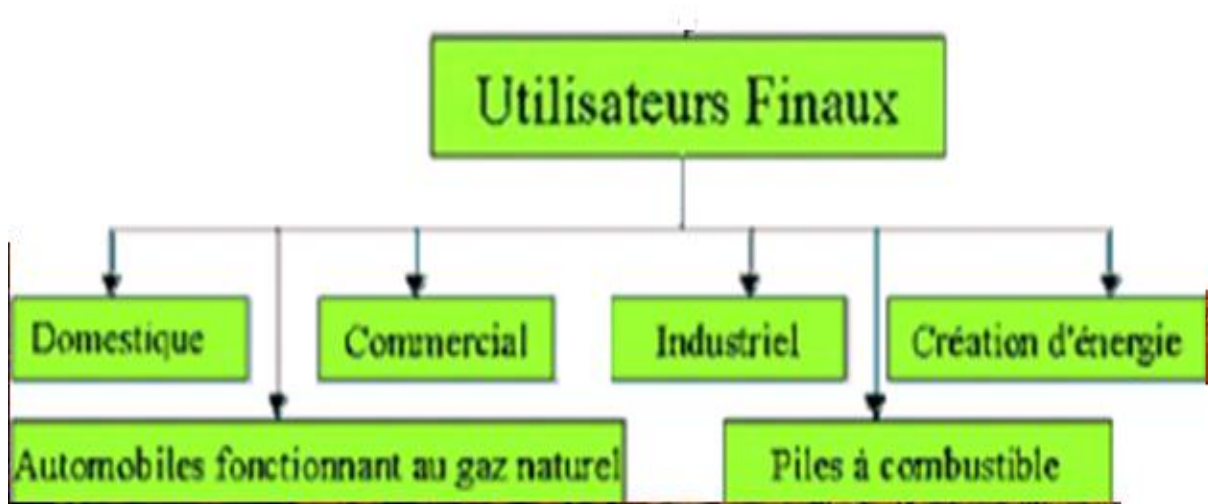


Figure II.3 : utilisation du gaz naturel

CHAPITRE III : EXPLORATION- FORAGE

1. Gisements et exploitation des pétroles :

Pour trouver de nouveaux gisements, géologues et géophysiciens cherchent à repérer les structures géologiques susceptibles de receler du pétrole. Les premiers étudient les

Echantillons de terre, et de roches. Les seconds examinent en profondeur l'écorce terrestre aux emplacements présumés des gisements, et reconstituent l'image des dépôts et des déformations des couches géologiques, afin d'aider les premiers à localiser les emplacements où a pu être "piégé" le pétrole.

2. Les caractéristiques des gisements :

- Pour qu'un gisement soit exploitable, il faut qu'il présente les caractéristiques suivantes:
- -une roche poreuse et fissurée, calcaire ou grès par exemple, permettant de rassembler le pétrole;
- -une roche imperméable, qui arrête la remontée du pétrole et du gaz, moins denses que l'eau, et constitue un piège où le pétrole s'accumule.

3. La prospection du pétrole :

La prospection de pétrole consiste à étudier la géologie pétrolière. Cette prospection commence par l'établissement des cartes à l'aide de photos aériennes. La prospection pétrolière est l'ensemble des techniques permettant de prévoir l'emplacement des gisements pétroliers; elle se divise en deux branches:

-L'étude géologique, ou prospection géologique proprement dite, s'intéressant à la formation des gisements et autres caractéristiques des roches en tant que réservoirs (ou couvertures).

-L'étude des structures internes c'est la prospection géophysique que pratiquent des équipes parcourant les terrains à prospector (à explorer) et dessinant des cartes structurales.

4. Méthodes de prospection (d'exploitation du pétrole) :

a) Prospection géologique:

On admet que toutes les roches qui peuvent constituer un gisement pétrolier sont sédimentaires, mais il n'existe pas de méthodes directes de recherche des gisements d'hydrocarbures dans un terrain sédimentaire. Par contre il ya des méthodes indirectes qui permettent de détecter la présence possible "pièges" sans pouvoir déterminer à l'avance si ces pièges contiennent ou ne contiennent pas de pétrole.

a-1- Indice de surface :

Au début de l'histoire de prospection pétrolière, le choix de région à explorer est imposé en fonction de l'existence des indices de surface : L'indice de surface est la présence de substances associées aux hydrocarbures à la surface de la terre. La présence d'un indice de surface, ne garantit pas l'existence du gisement exploitable surtout ne permettent pas de le localiser.

Exemple :

Le champ d'**Oued Guetrini** au sud de Sor El Ghozlane, est le premier **gisement** pétrolier historique de l'Algérie, il a été découvert en 1935 par un colon français.

Tableau.III.1.Caractéristiques du champ d'Oued Guetrini :

premier puits	Phase production (1949)
Profondeur 13 mètres	Quelques puits de plus de 900 m de profondeur
Production : quelque centaines de litres /jours	Production : de 250 tonnes/jours

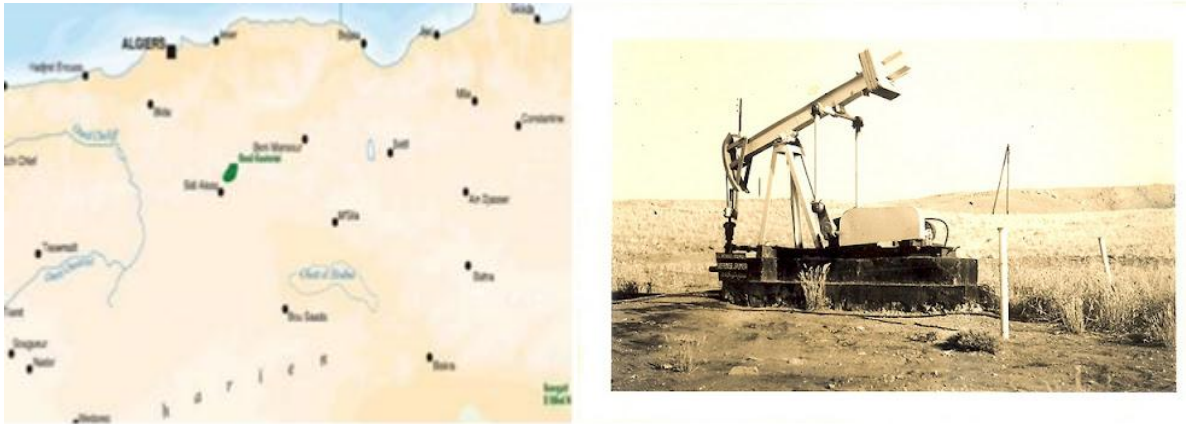


Figure.III.1. Situation géographique du champ d'Oued Guetrini

a-2- Observations géologique:

Dans cette méthode les géologues recherchent, à partir des affleurements (roches du sous-sol mises à nu par érosion ou par l'activité humaine (construction de routes, carrières) l'alternance de roches poreuses et de roches imperméables.

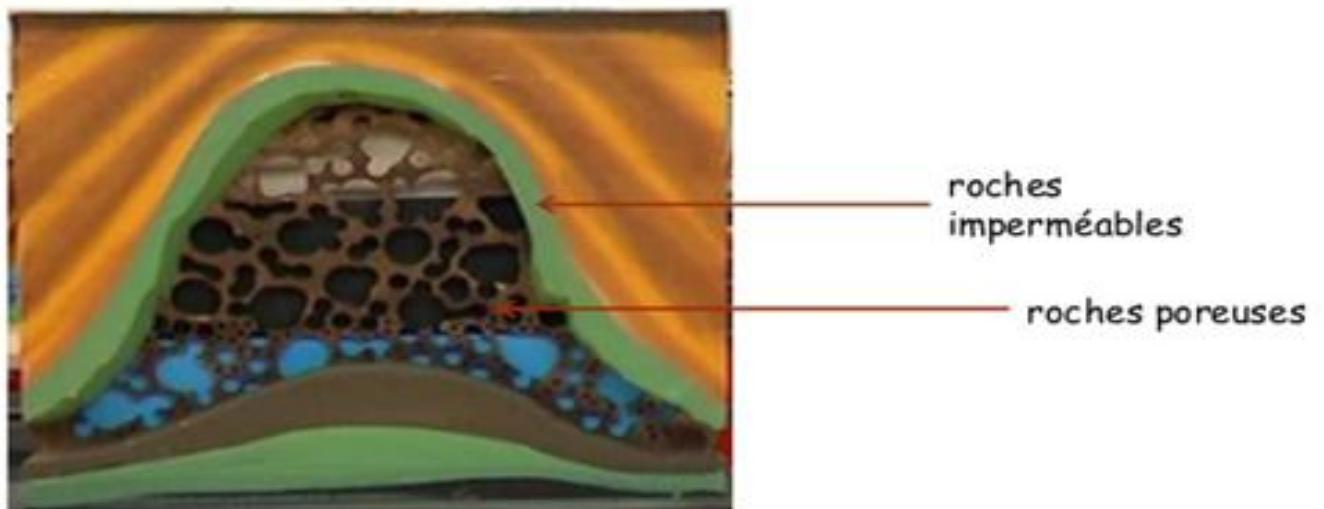


Figure.III.2. Représentation de l'alternance de roches perméables et roches imperméables.

b) Prospection géophysique:

Cette méthode utilise la variation de certains paramètres géophysique des terrains causée par la présence des hydrocarbures, cette prospection ne fournit que des résultats qualitatifs. Parmi les méthodes utilisées pour effectuer cette prospection, on peut citer:

b.1.La méthode gravimétrique:

Elle repose sur la mesure des faibles variations du champ de pesanteur causé par la variation de la densité des différentes couches géologiques. A l'aide d'un gravimètre (appareil de très haute précision 10^{-9} de g), on mesure la valeur de g en chaque point. (Des corrections sont faites pour la position et pour l'altitude).

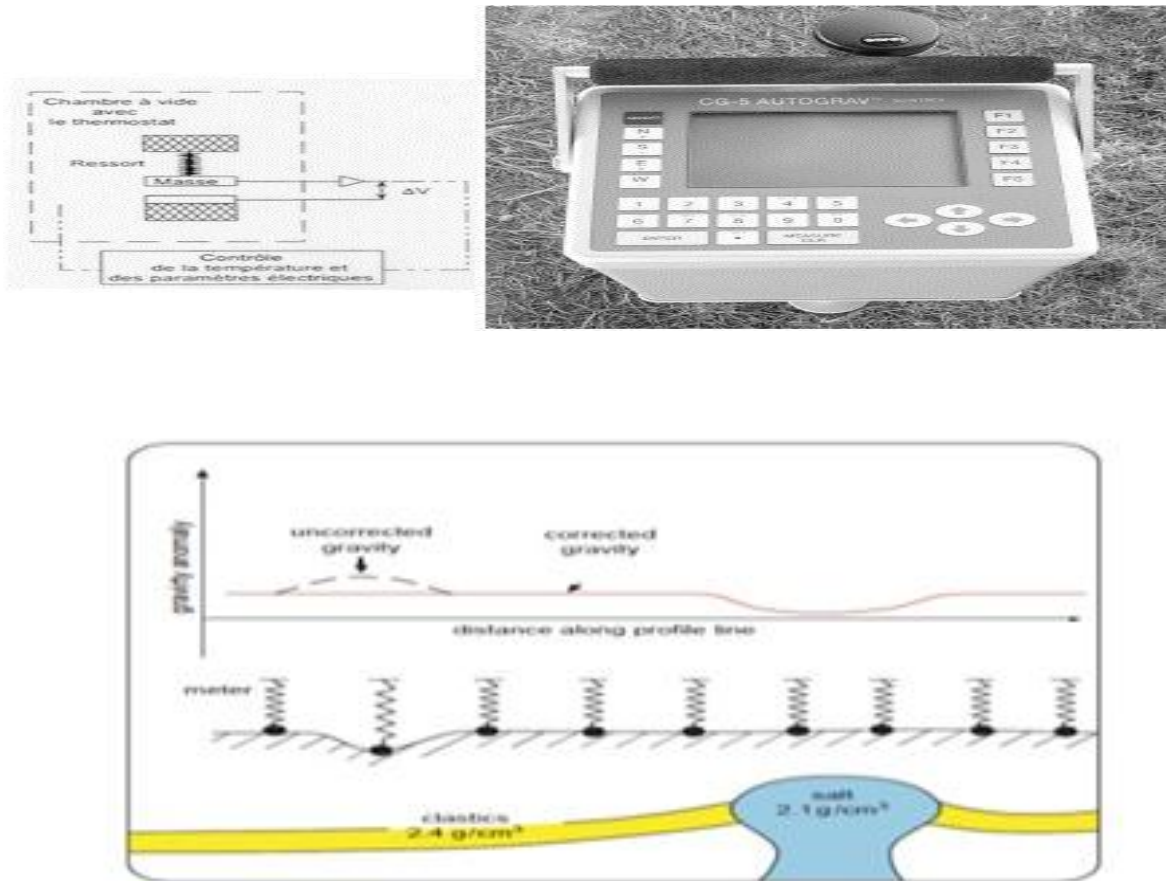


Figure.III.3. Schéma général du fonctionnement du Micro-gravimètre.

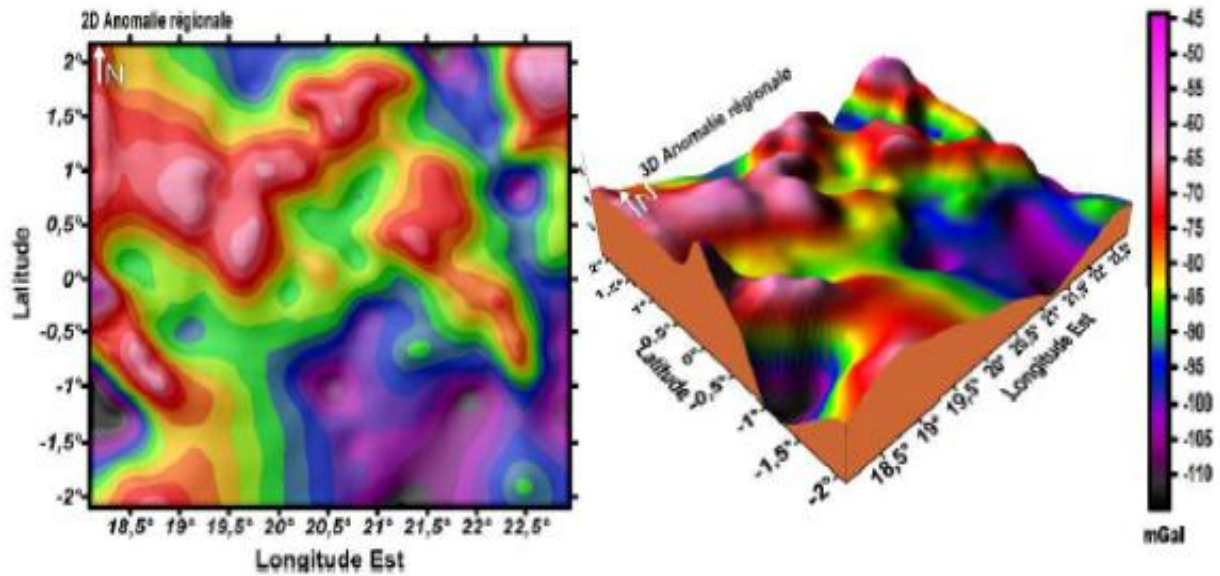


Figure.III.4. Cartes d'anomalies régionales représentées en fonction de l'intensité.

$$(1 \text{ mGal} = 1 \times 10^{-5} \text{ m/s}^2.)$$

b.2. la méthode magnétique:

elle repose sur la mesure de la variation du champ magnétique causé par la variation des propriétés magnétiques des différentes couches géologiques, et que le bassin remplis d'hydrocarbures n'est pas ferromagnétique. L'enregistrement magnétique se fait par avion ou par satellites, cela nous permet de tracer une image du fond du bassin.

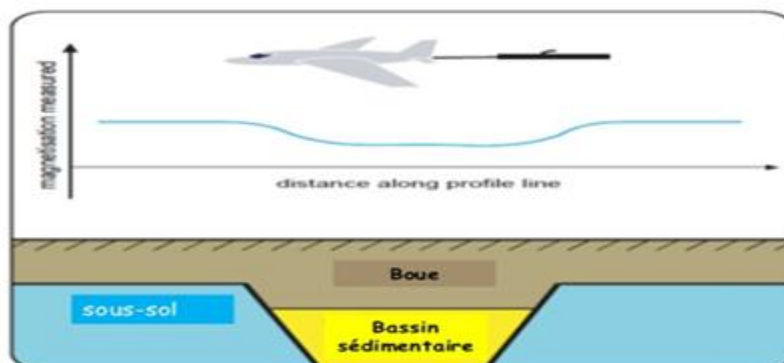


Figure.III.5 : Principe de la prospection magnétique

b.3. la méthode électrique:

Cette méthode est basée sur la variation de la résistivité des terrains sédimentaires lorsqu'ils sont parcourus par des courants électriques (en absence et en présence de gisement pétrolier).

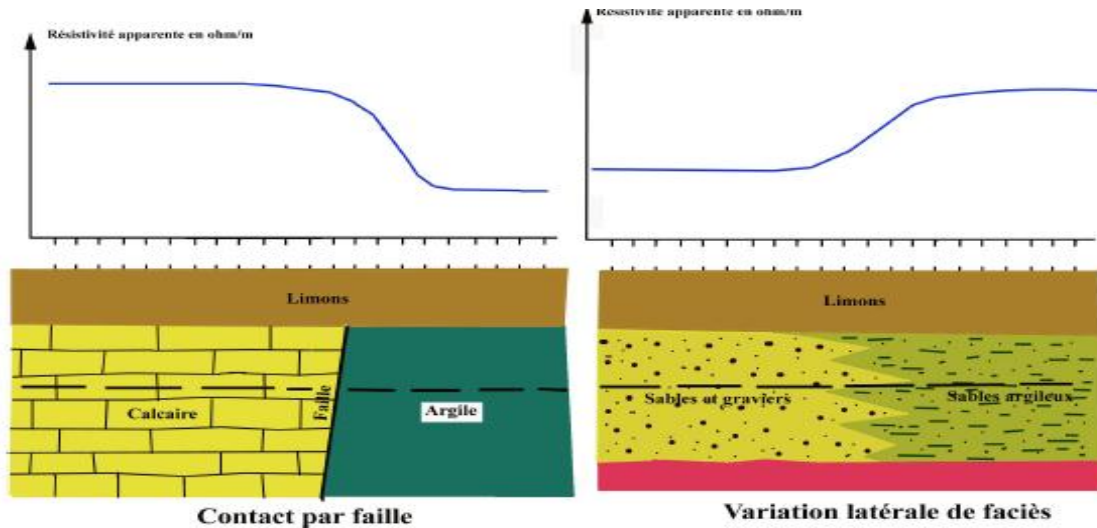


Figure.III.6 : Principe de la prospection électrique

b.4. La méthode sismique:

Cette technique est la plus utilisée pour la recherche pétrolière. Elle consiste à envoyer des ondes sonores dans le sol. Les ondes émises se propagent dans le sous-sol, en présence de discontinuités dans les propriétés des roches traversées (par exemple entre couches sédimentaires). Une partie des ondes va se réfracter et une autre se refléter vers la surface où elles sont enregistrées par des récepteurs.

Deux propriétés du signal reflété sont enregistrées :

Le temps de réflexion

Amplitude du signal

Sur terre :

Pour générer les ondes sonores on utilise des camions vibreurs, et des géophones pour détecter le signal reflété (voir figure III.7).



Figure.III.7 : Camion vibreur et géophone.

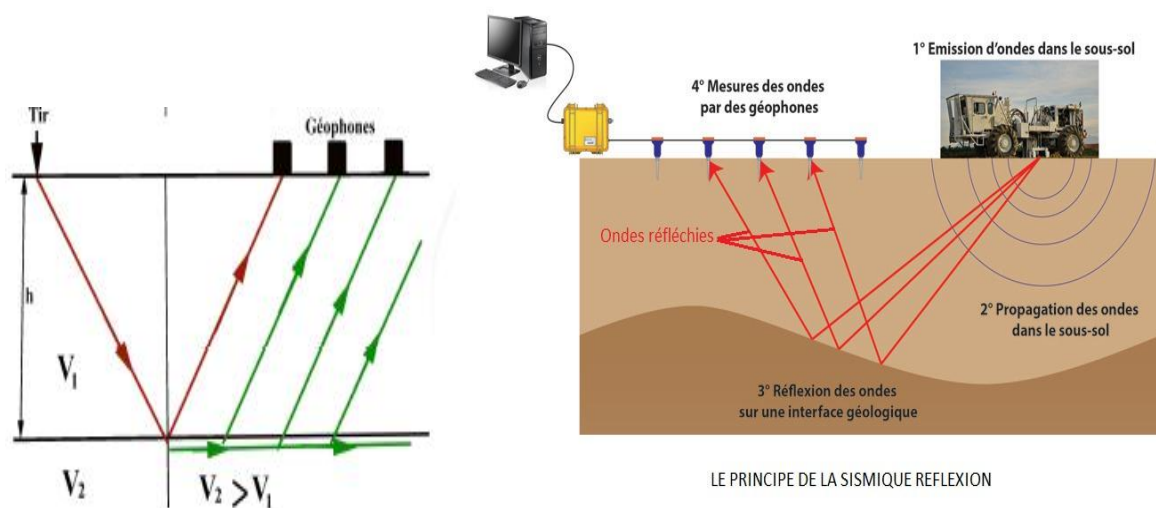


Figure.III.8 : Le principe de la sismique réflexion.

Tableau III.2. Quelques vitesses d'ondes sismiques dans les roches

Roches	vitesse d'ondes sismiques (m/s)
Sable	300- 1800
Alluvions	1000- 2700
Agrile	1100- 2500
Marne	2000- 2500
Grés	2000- 3500
Calcaire	3200- 7000
Gneiss	3500- 7500
Granite	4600- 6000
Basalte	5000- 6000

En mer :

Pour générer les ondes sonores on utilise des canons à air provoquant des ondes de choc par la détente de gaz comprimés pour détecter le signal réfléti on utilise des hydrophones(voir figure III.9).

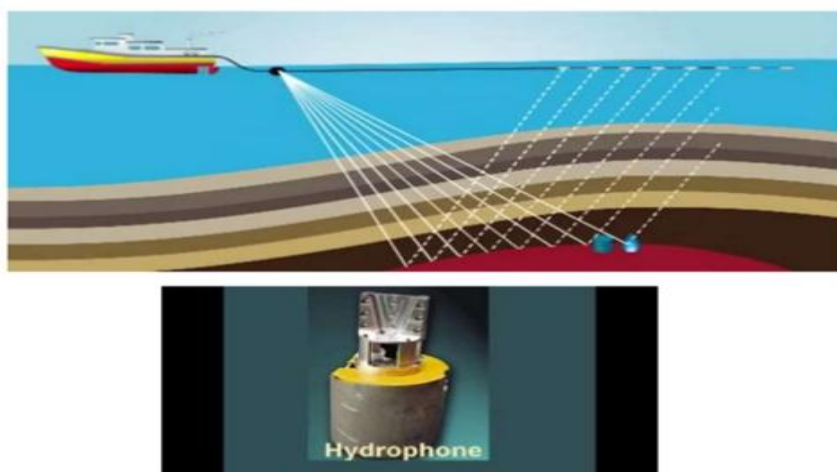


Figure.III.9. Canon à air et hydrophone

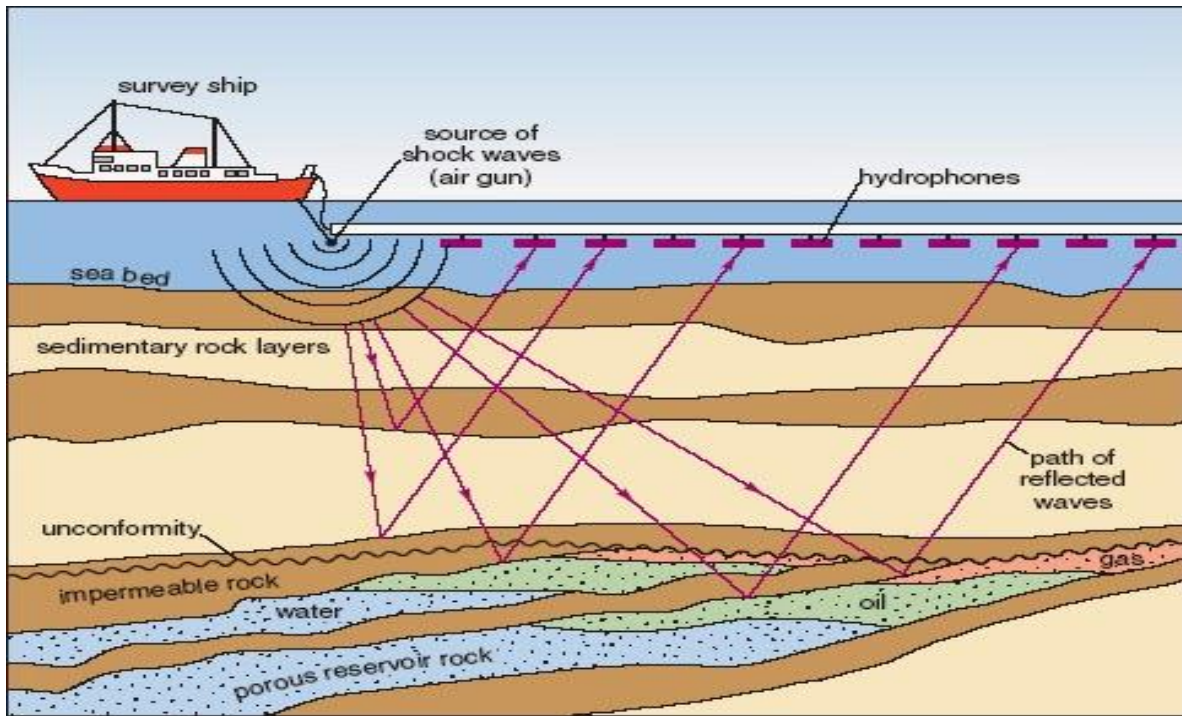


Figure.III.10. Schéma d'une opération sismique

5. Le forage :

Une fois que des structures qui puissent contenir du pétrole ont été reconnues, soit par prospection géologique, soit par prospection géophysique, on peut passer à l'étape suivante dans l'exploitation du pétrole qui est le forage. Le puits est foré à l'aide d'un trépan ; un outil de coupe situé à l'extrémité d'un train de tige de forage supporté par une tour métallique appelée Derrick (figure III.11).

Le trépan est entraîné en rotation avec une vitesse de rotation qui est fonction de la dureté des roches traversées. De la boue (mélange d'eau, d'argile, de sels et d'amidon) est injectée en permanence à l'intérieur des tiges, elle remonte dans l'espace compris entre les tiges et les parois du puits. La boue permet de refroidir le trépan et d'évacuer les débris de forage. De retour en surface, la boue est filtrée et réinjectée dans le puits.

L'analyse physicochimique des débris de forage permet de qualifier les roches traversées et confirmer à la fin la présence d'hydrocarbures.

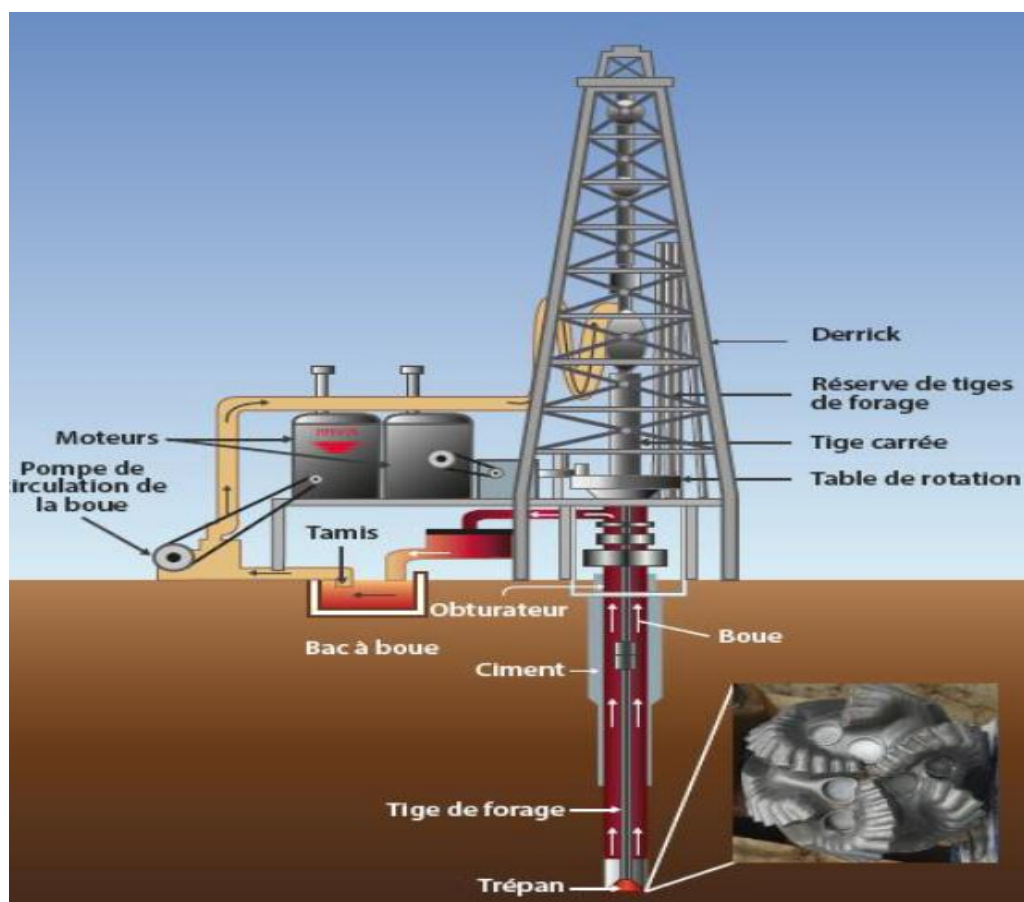


Figure.III.11. Schéma de principe d'un appareil de forage.

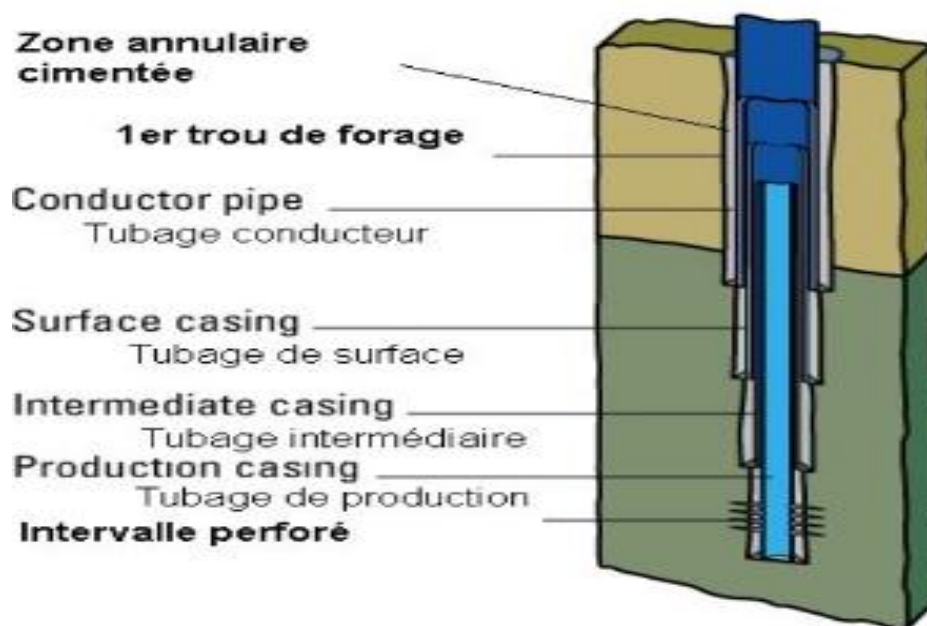


Figure.III.12. Schéma d'un forage tubé.

CHAPITRE IV : TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

Généralités

Le traitement du gaz naturel consiste à le purifier et le débarrasser de certains des constituants présents à la sortie du puits tels que : l'eau les gaz acides (CO_2 , H_2S ...) et les hydrocarbures lourds (condensats) pour amener le gaz à des spécifications de transport ou à des spécifications commerciales. Ces spécifications à respecter pour le gaz traité sont liés soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial) voir le tableau suivant.

Tableau.IV.1. Spécifications d'un gaz commercial

Composants	Concentration maximale
Eau	< 1ppm
Dioxyde de carbone	50 – 100 ppm
Sulfure d'hydrogène	4 ppm (5 mg/m ³)
Composés sulfurés	20 – 30 mg/m ³
Mercure	< 10 µg/m ³
Aromatiques	5 – 10 ppm

1. Procédés de traitement du gaz brut :

Les principaux traitements sont : fractionnement des hydrocarbures (dégazolinage), déshydratation et désacidification, qui sont représentées sur la figure IV.1.

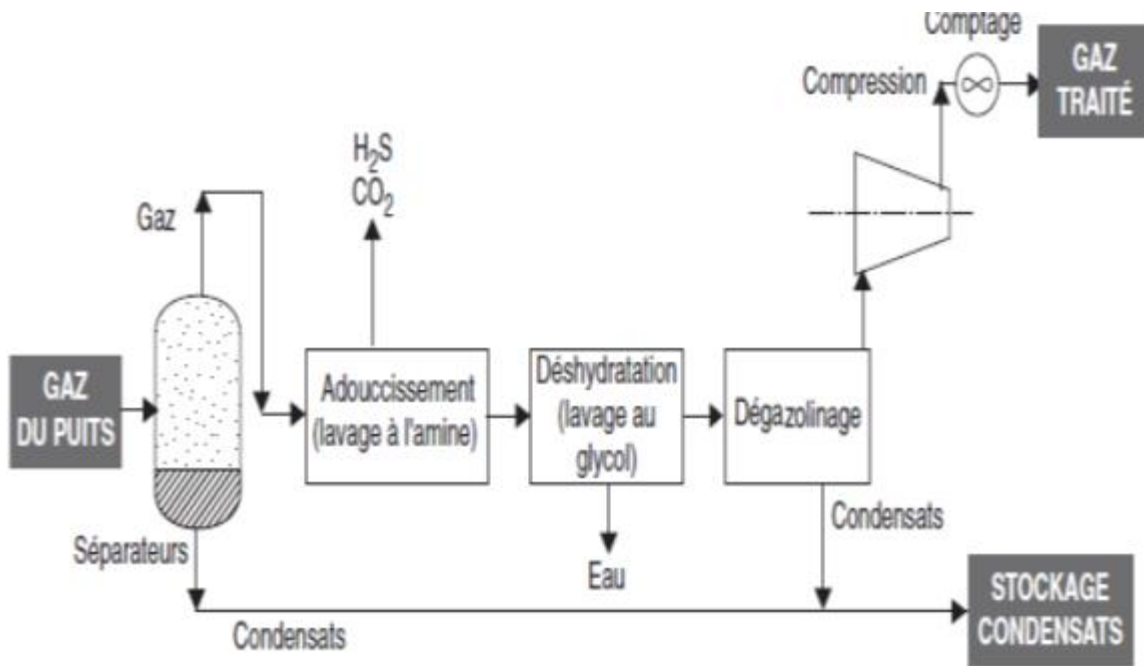


Figure.IV.1. Traitement du gaz sur champ de production.

2. Fractionnement des hydrocarbures (dégazolinage) :

Dans le cas d'un gaz associé ou à condensat, le gaz naturel se trouve en présence d'une phase liquide. Dans une première étape, la phase liquide est séparée afin de maximiser la production de liquide de gaz naturel, en produisant un gaz pauvre débarrassé de la majeure partie des hydrocarbures autres que le méthane. Cette séparation est en général réalisée par abaissement de température avec formation d'une phase liquide ; elle peut être également effectuée par une opération d'absorption ou d'adsorption.

2.1. Fractionnement par réfrigération :

Le gaz sortant du séparateur haute pression est refroidi par un échange de chaleur avec le gaz traité, suivi d'une étape de réfrigération réalisée soit au moyen d'un cycle de réfrigération externe, soit par détente.

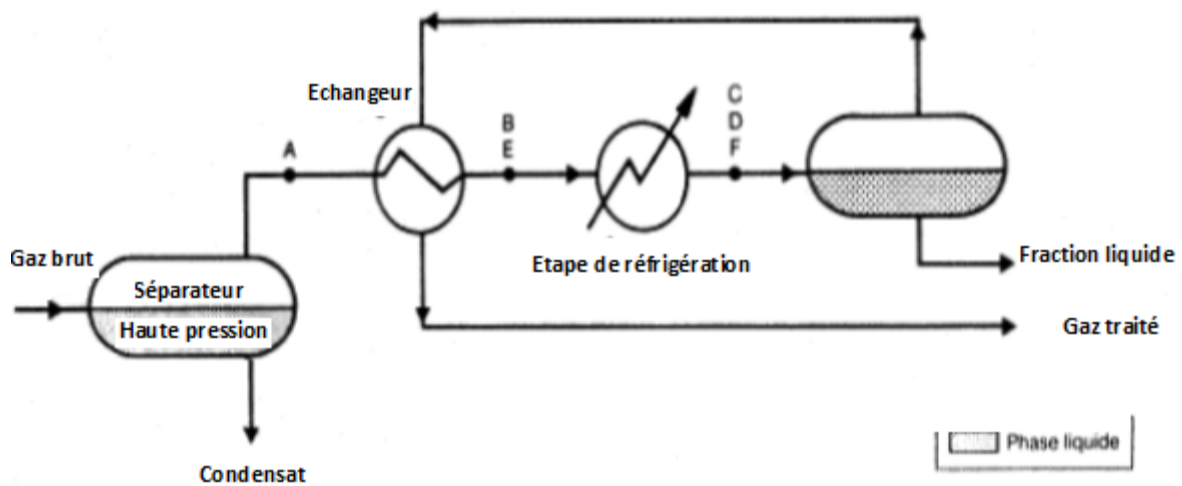


Figure.IV.2. Fractionnement par réfrigération.

Le gaz peut être également refroidi par une détente. Celle-ci est d'autant plus efficace qu'elle est proche d'une détente isentropique idéale.

- La détente dans une vanne est réalisée selon une évolution isenthalpique, ce qui pour une même pression conduit à une température nettement plus élevée.
- La réfrigération par détente à effet isenthalpique à travers une vanne représente le procédé le plus simple. C'est aussi un procédé relativement inefficace, aucun travail de détente n'étant récupéré. L'abaissement de la température obtenu par détente à effet isenthalpique est qualifié d'effet Joule-Thomson.

Pour un gaz parfait, l'enthalpie ne dépend que de la température absolue et la détente isenthalpique est également isotherme.

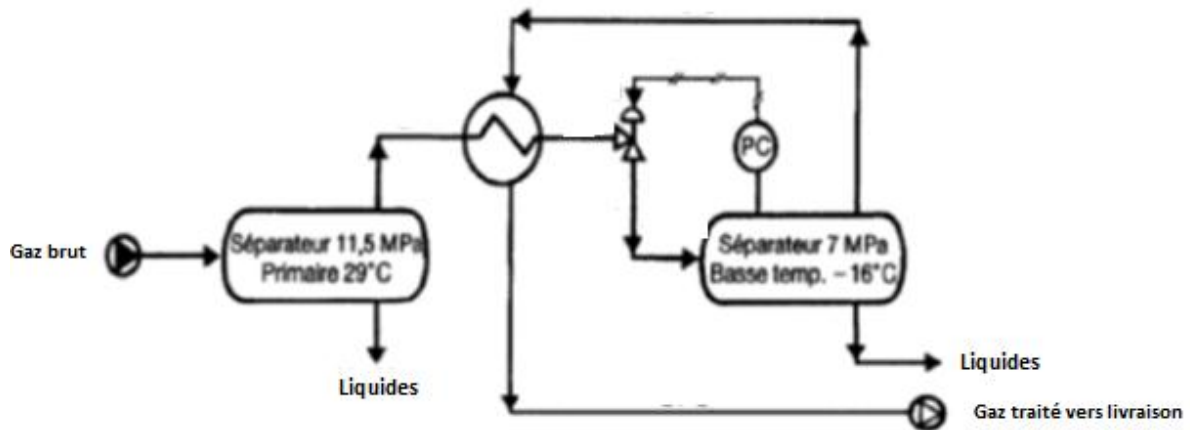


Figure.IV.3. Réfrigération par détente dans une vanne.

2.2. Fractionnement par distillation à basse température:

Lorsqu'il s'agit de séparer la fraction C_3^+ ou la fraction C_2^+ avec un rendement de récupération élevé, il est nécessaire d'avoir recours à une opération de distillation dont l'installation est représentée à la figure suivante.

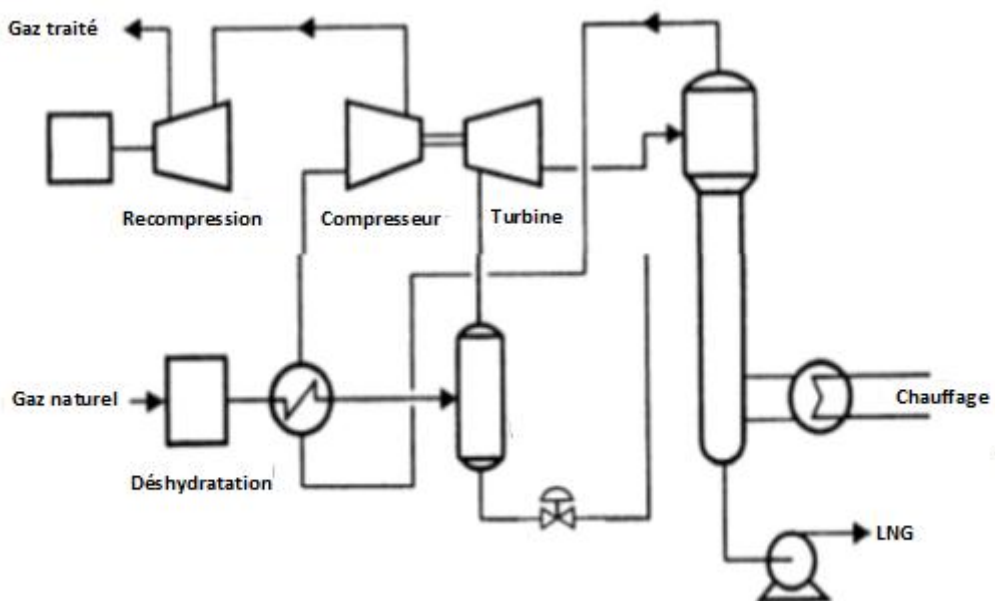


Figure.IV.4.Fractionnement méthane- LGN par distillation.

Le liquide sortant du séparateur haute pression est envoyé à une colonne de distillation, afin d'obtenir à la base une fraction liquide débarrassée de méthane et en tête, un gaz ne contenant plus d'hydrocarbures en C_3^+ ou C_2^+ selon les conditions opératoires. Le gaz quittant le séparateur est détendu dans une turbine (turboexpander) dans laquelle il est refroidi et partiellement condensé. A la sortie de la turbine de détente, le mélange diphasique obtenu est envoyé à une zone de désengagement. En tête de colonne de distillation. La fraction gazeuse, qui constitue le gaz traité, permet de refroidir la charge par échange thermique. Elle peut être ensuite recomprimée en récupérant en partie l'énergie de détente transmise par l'arbre de la turbine ; une recompression complémentaire est nécessaire pour retrouver une pression proche de la pression initiale.

2. 3. Absorption froide par solvant:

- La méthode d'absorption de l'extraction des condensats de gaz naturel est très similaire à l'utilisation d'absorption de la déshydratation. La différence est que, dans l'absorption des condensats de gaz naturel, une huile d'absorption est utilisée comme solvant à la place de

glycol. Cette huile a une grande « affinité » pour ces liquides comme le glycol qui a une affinité pour l'eau.

Comme le gaz naturel est passé à travers un tour d'absorption, il est mis en contact avec l'huile d'absorption qui absorbe une forte proportion des liquides de gaz naturel. L'huile d'absorption est maintenant « riche » en condensat. Il est maintenant un mélange d'huile d'absorption, propane, butanes, pentanes, et d'autres hydrocarbures plus lourds, ce mélange est chauffé à une température au-dessus du point d'ébullition des condensats, mais inférieure à celle de l'huile. Ce processus permet la récupération d'environ 75 % des butanes, et 85 à 90 % des pentanes et des molécules à partir du flux de gaz naturel.

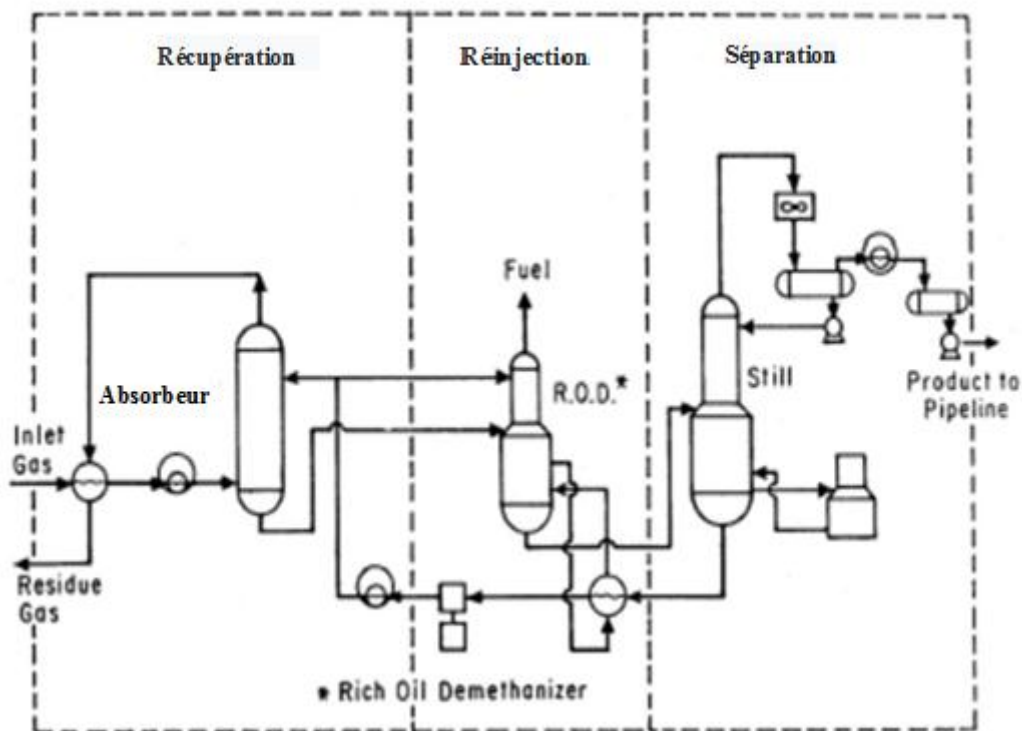
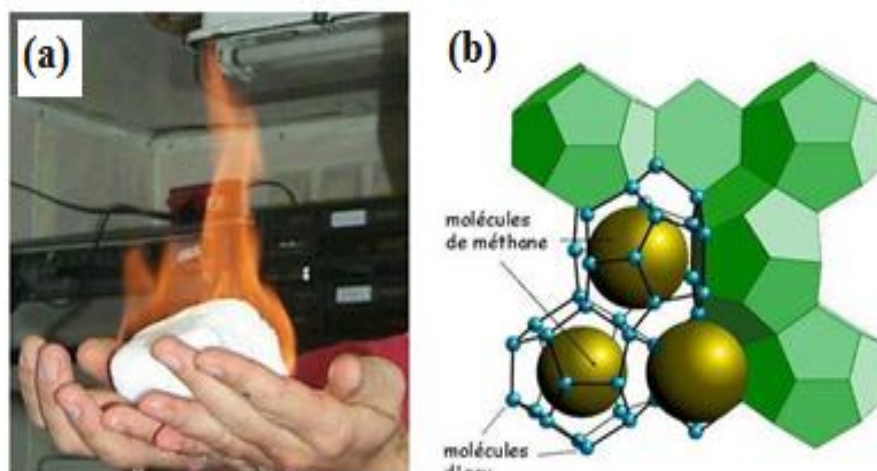


Figure.IV.5. Absorption froide par solvant

3. La déshydratation du gaz naturel :

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

- Risque de corrosion des pipes (surtout en présence des gaz acide tels que CO_2 et H_2S)
- Risque de formation des 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.



3.1. Les méthodes de déshydratation :

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

- a. L'absorption.
- b. L'adsorption.

c. La perméation gazeuse.

a. Déshydratation par absorption :

L'absorption est un procédé de récupération des fractions lourdes contenues dans le gaz, donc il s'agit d'un transfert partiel ou total des fractions lourdes de la phase gazeuse vers la phase liquide donc l'opération d'absorption consiste à faire circuler à contre-courant dans une colonne d'absorption, le gaz du bas et le glycol du haut. En descendant le glycol traverse les plateaux de la colonne absorbe et absorbe l'eau. 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.

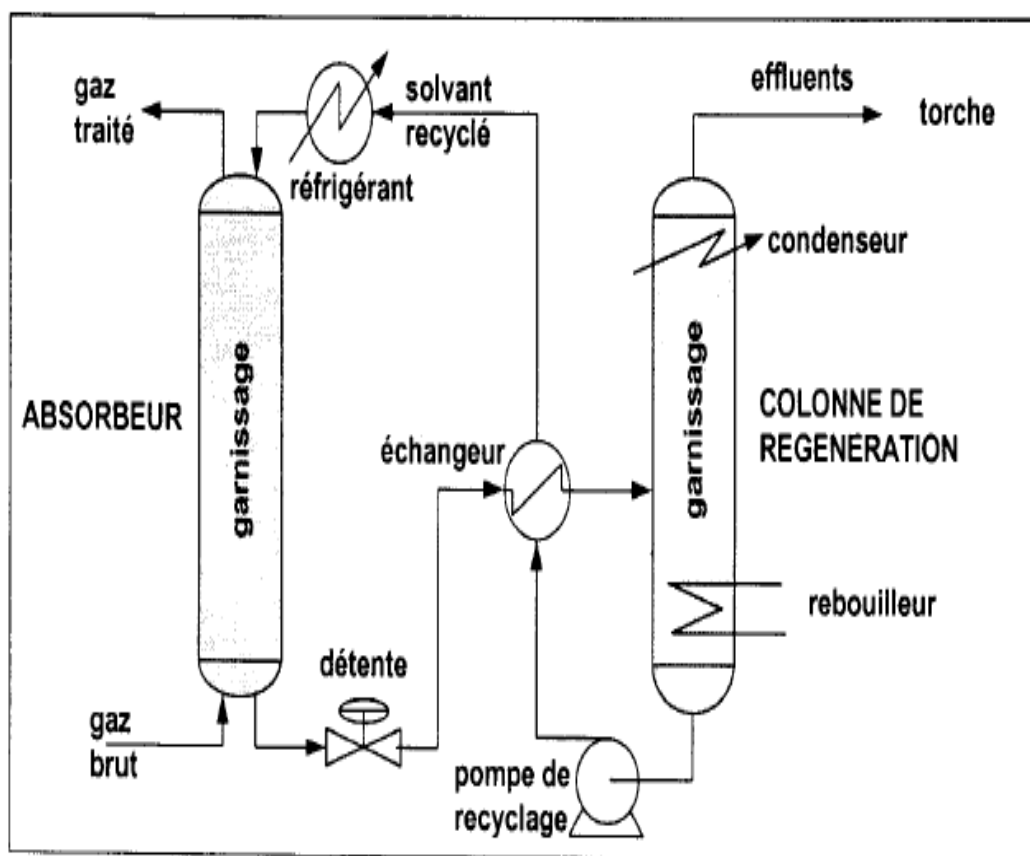
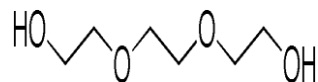


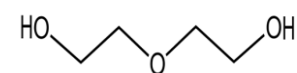
Figure.IV.7. Schéma du procédé de déshydratation par absorption par lavage avec un liquide hygroscopique

Types d'absorbants :

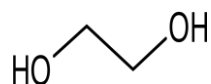
On utilise: Tri-éthylène glycol (TEG) $C_6H_{14}O_4$



Di-éthylène glycol (DEG) $C_4H_{10}O_3$



Mono-éthylène glycol (MEG) $C_2H_6O_2$



Les propriétés recherchées pour le solvant sont présentées dans le tableau IV.2.

Tableau IV.2. Les propriétés recherchées pour le solvant

Grande affinité pour l'eau	-Régénération facile
-Coût réduit	-Viscosité réduite ;
-Caractère non corrosif ;	-Faible tension de vapeur à la température de contact ;
-Stabilité à l'égard des hydrocarbures ;	-Une solubilité réduite dans les hydrocarbures
-Stabilité thermique	Faible tendance au moussage et à la formation d'émulsion

- b. Déshydratation par adsorption :

Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par adsorption en lit fixe est représenté sur la figure IV.8. Le procédé fonctionne de manière alternée et périodique, chaque lit passant par des étapes successives d'adsorption et de désorption. Au cours de l'étape

d'adsorption, le gaz à traiter est envoyé sur le lit d'adsorbant qui fixe l'eau. Lorsque le lit est saturé, du gaz chaud est envoyé pour régénérer l'adsorbant.

Après régénération et avant l'étape d'adsorption, le lit doit être refroidi. Ceci est réalisé en envoyant du gaz froid.

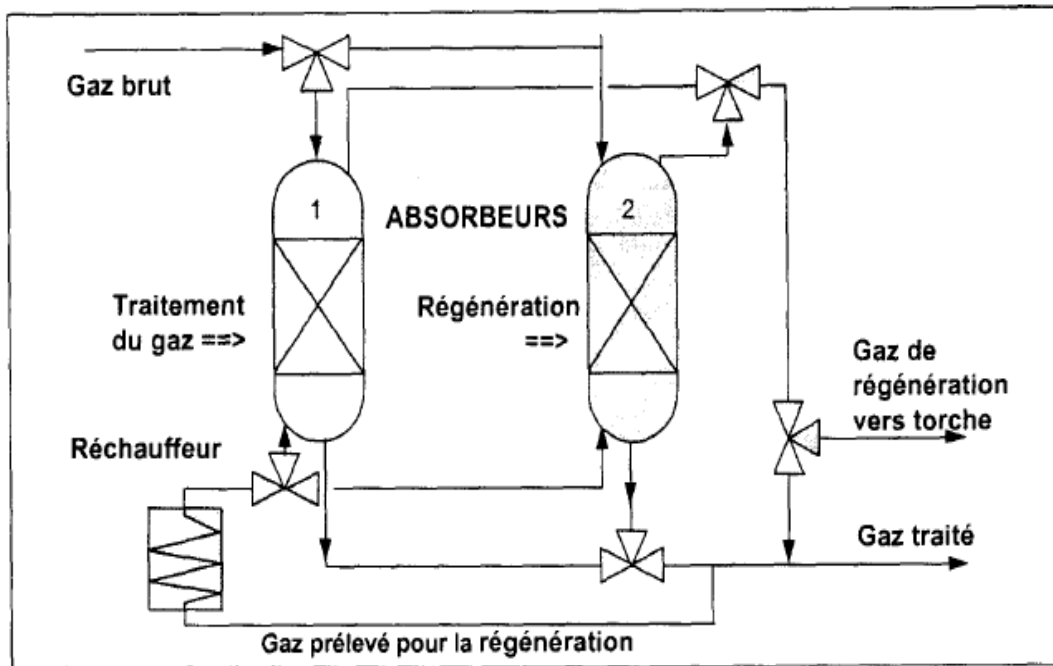


Figure.VI.8. Procédé de déshydratation par adsorption

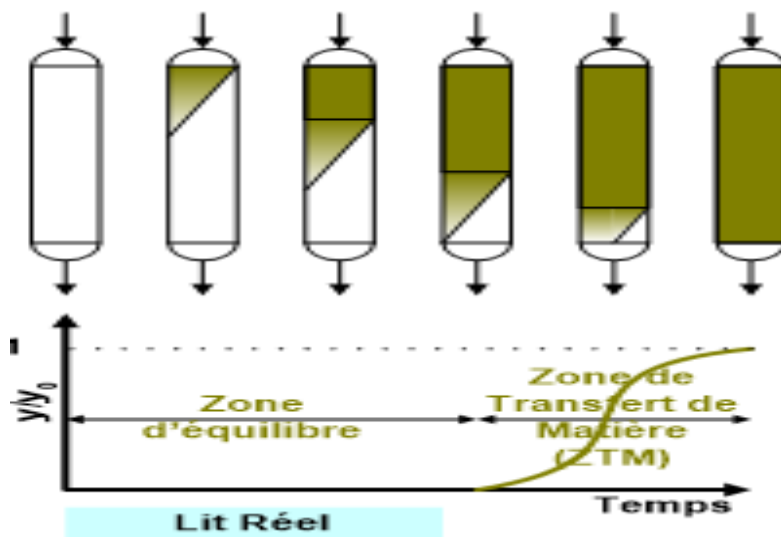


Figure.VI.9. La zone de transfert de masse (ZTM) dans un adsorbent

Un adsorbant doit présenter les caractéristiques qui sont résumées dans le tableau IV. 3.

Tableau IV.3. Les propriétés recherchées pour l'adsorbant

-Cinétique d'adsorption importante ;	-Résistance à l'attrition ;
adsorption réversible permettant de régénérer l'adsorbant ;	-Inertie chimique
-Faible perte de charge ;	-Pas d'effets de dilatation de volume avec la température et la saturation.

Les adsorbants les plus utilisés sont les suivants :

L'alumine activée, L'alumine activée et Les tamis moléculaires (zéolithes)

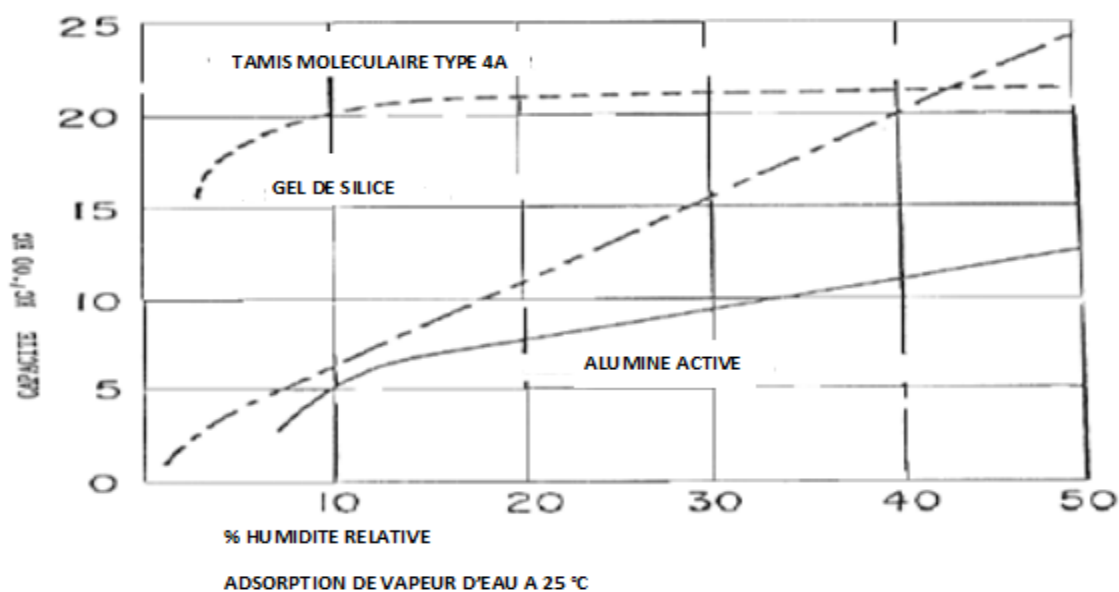


Figure IV.10. Capacité d'adsorption de la vapeur d'eau à 25 °C pour quelques adsorbants courants

4. La désacidification du gaz naturel :

La désacidification consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement CO_2 et H_2S). Le sulfure d'hydrogène (H_2S) est très corrosif et il représente un des poisons le plus dangereux pour les catalyseurs notamment les adsorbants ; le dioxyde de carbone (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.

Deux types de solution sont utilisés :

- La mono-éthanol-amine (M.E.A) :

($\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4-\text{NH}_2$) est utilisée sous forme d'une solution diluée de 15 à 20% massique par l'eau distillée.

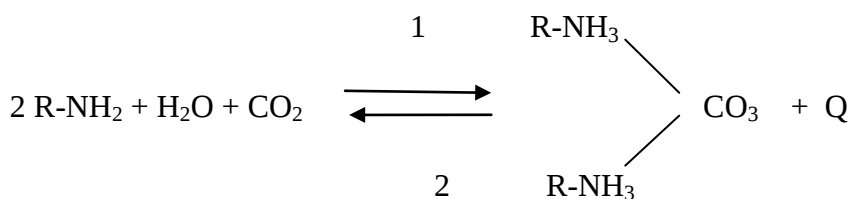
- La di-éthanol-amine (D.E.A) :

($\text{OH}-\text{C}_2\text{H}_4$) $_2$ -NH est utilisée sous forme d'une solution diluée de 20 à 30% massique par l'eau distillée.

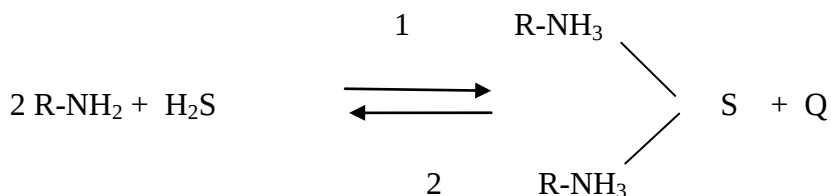
Réactions d'absorption

1/Absorption avec la (M.E.A) :

a/Absorption de (CO_2) :



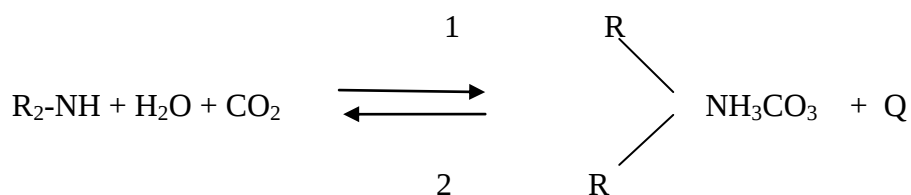
b/Absorption de (H_2S):



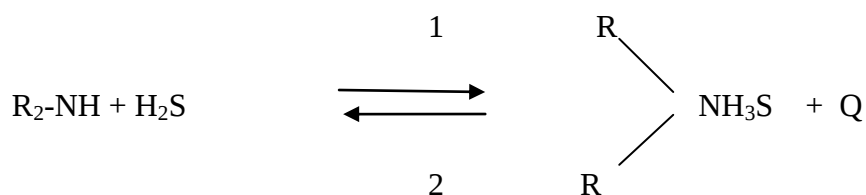
La réaction d'absorption (sens 1) est généralement favorisée à basse température et à haute pression ; dans notre cas on travaille à une pression supérieure à 12 bars et une température comprise entre 25 et 50 °C. La réaction d'absorption est accompagnée d'un dégagement de chaleur (Q) dite chaleur d'absorption.

2/Absorption avec la (D.E.A) :

a/Absorption de (CO₂)



b/Absorption de (H₂S):



4.1. La description du procédé :

Le principe du procédé est le suivant (Figure IV.11): On injecte, en bas de colonne de l'absorbeur, le gaz riche contenant le soluté (H₂S). L'amine pauvre comme solvant descend la colonne à contre-courant et absorbe l' H₂S à travers les plateaux de la colonne. On obtient en haut de colonne un gaz pauvre en H₂S, et en bas de colonne une amine riche en H₂S. Celle-ci traverse d'abord un échangeur de chaleur côté calandre, et se réchauffe d'avantage. Elle arrive au régénérateur et descend à contre-courant d'une vapeur d'eau générée par un rebouilleur. L'amine riche s'appauvrit en H₂S, traverse l'échangeur côté tube, se refroidit et retourne à l'absorbeur comme solvant pur. La vapeur d'eau chargée en H₂S sort du régénérateur par le haut de colonne.

Une fois condensée et passée au ballon de reflux, l'eau liquide revient au régénérateur et le l'hydrogène sulfuré H_2S , toujours gazeux, est recueilli dans une unité de soufre comme un distillat ou est brûlé à la torche. En conclusion : dans l'absorbeur, le soluté H_2S est absorbé par l'amine; dans le régénérateur, le soluté est désorbé de l'amine par strippage.

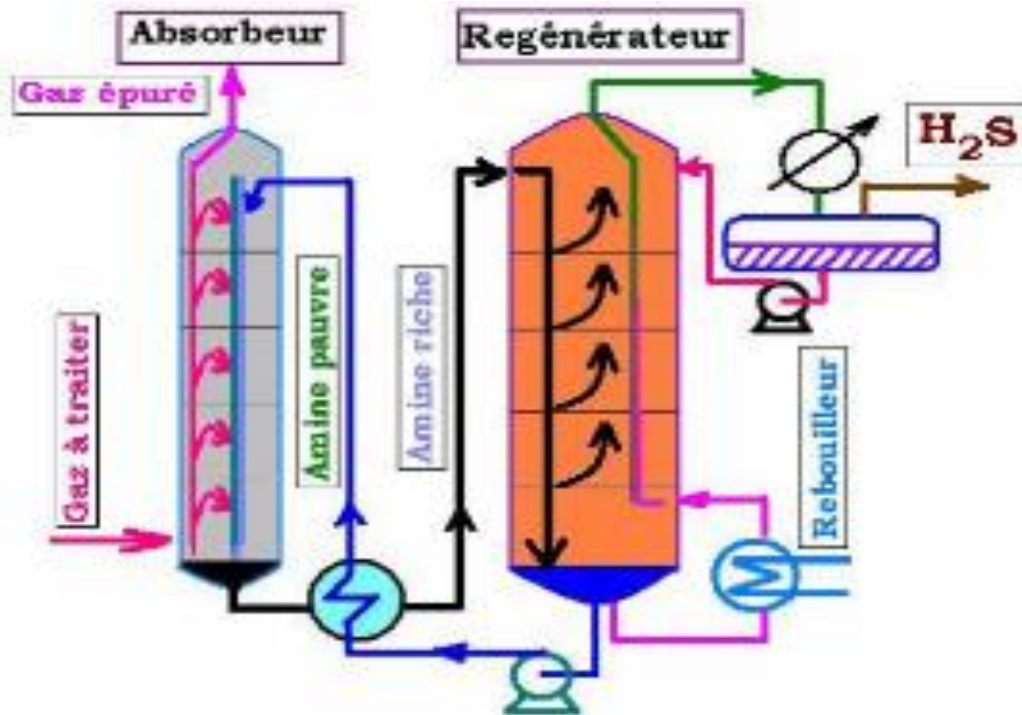


Figure IV.11: Schéma simplifié du procédé d'une unité de lavage aux amines

CHAPITRE V : PROCEDES DE LIQUEFACTION DU GAZ NATUREL

INTRODUCTION :

La liquéfaction du gaz naturel, déjà employée pour le transport par bateau sur de grandes distances, pourrait se développer dans des proportions très importantes dans les décennies à venir. Cette opération a plus d'un intérêt, le plus grand étant la réduction du volume du gaz d'un facteur 600.

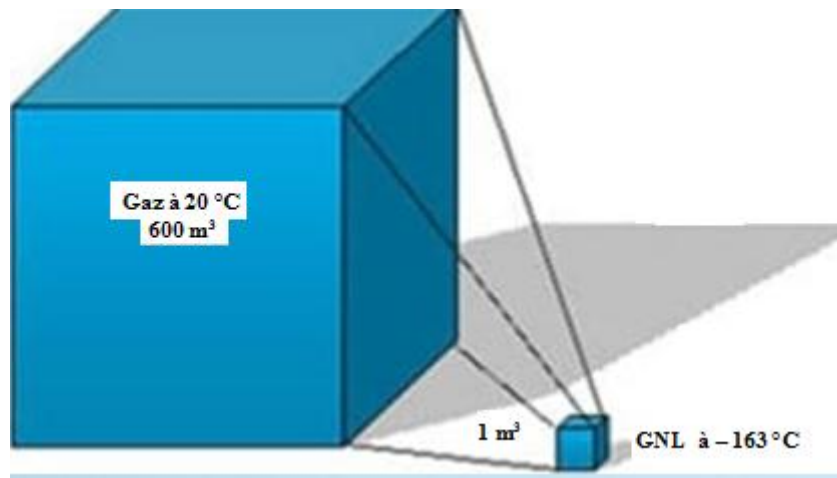


Figure V.1: la réduction du volume du gaz d'un facteur 600

1. LNG (Liquefied Natural Gas) :

LNG-gaz naturel liquide ou gaz humide est dissous du gaz qui existe dans l'huile brute. La composition du gaz humide varie selon le gisement de pétrole. Le gaz humide se compose de l'éthane, le LPG, le pentane et des fractions lourdes d'hydrocarbures (figure V.2).

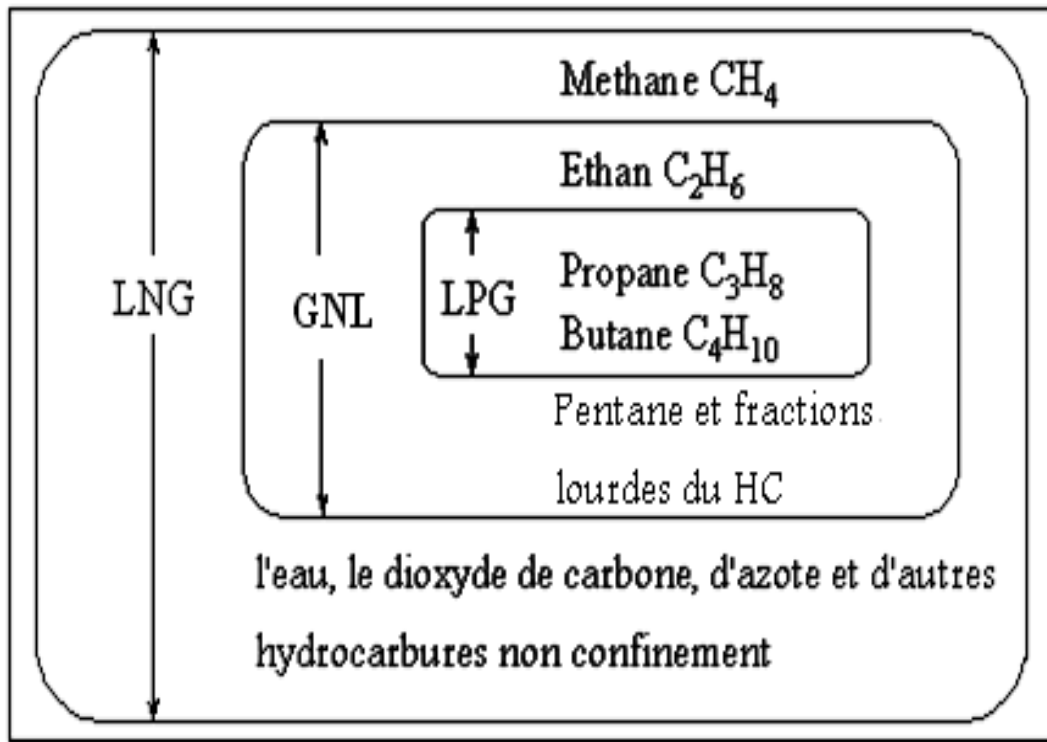


Figure V.2. Composition du gaz naturel

2. Les propriétés typiques du GNL :

Le GNL (gaz naturel liquéfié) est simplement du gaz naturel qui a été refroidi à l'état liquide à la pression atmosphérique: -260°F ($-162,2^\circ \text{C}$) et 14,7 pascal et se solidifie à -182°C . Actuellement, le GNL est généralement de 95% à 97% de méthane, et le reste étant une combinaison de l'éthane, de propane et d'autres gaz plus lourds.

- Le GNL est transporté à pressions ambiantes.
- le GNL est un liquide inflammable, dans son état vapeur il est incolore, inodore et non toxique et apparaît généralement comme un nuage blanc visible, parce qu'à basse température il condense la vapeur d'eau.
- Les limites d'inflammabilité inférieure et supérieure du méthane sont: 5,5% et 14% en volume, à une température de 25°C .
- La densité du GNL est de 453 Kg/m^3 (-160°C)
- Le méthane est un combustible dans l'air, il s'enflamme à 667°C sans être au contact d'une source d'ignition. Il peut entrer en réaction au contact d'oxydants.

3. La liquéfaction :

La liquéfaction met en œuvre le principe élémentaire du réfrigérateur, basé sur la compression, du refroidissement, puis la détente d'un fluide pur comme indiqué sur la figure V.3.

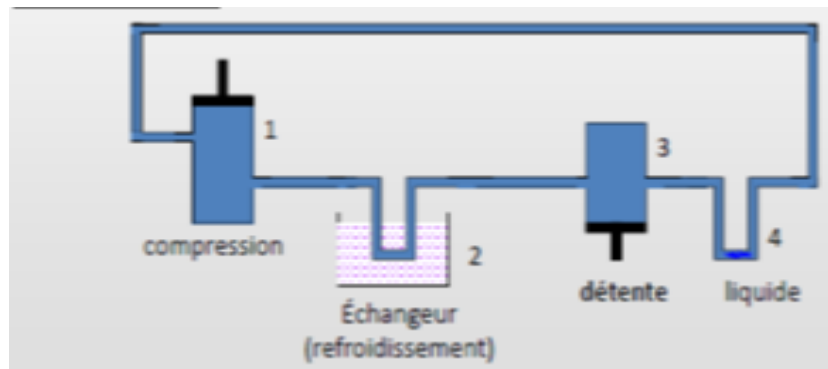


Figure V.3. Principe de la liquéfaction des gaz

Le gaz est comprimé, refroidi à pression constante puis détendu. Cette opération est renouvelée à deux ou trois reprises dans des colonnes frigorifiques (pompes à chaleur) dont le gaz sort à près de -160°C , entièrement liquide à pression atmosphérique, le chemin thermodynamique suivi est indiqué sur la figure V.4.

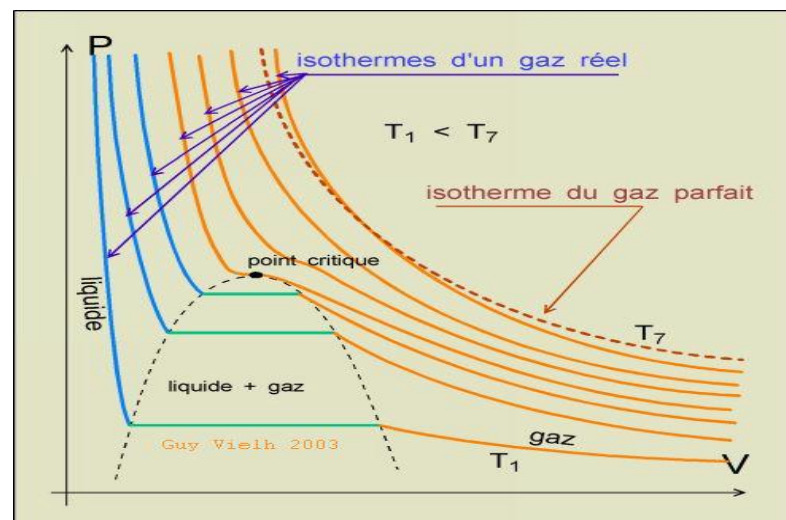


Figure V.4. Diagramme de Clapeyron en présence d'un changement d'état liquide-gaz

4. Les procédés de liquéfaction du GNL :

On peut distinguer quatre grandes familles de procédés thermodynamiques cryogéniques :

- - les procédés à détente isenthalpique de Joule-Thomson
- - les cycles inverses de Brayton à détente isentropique
- - les procédés mixtes associant une détente isenthalpique et une détente isentropique (cycle de Claude)
- - les cascades classiques ou intégrées

4.1. Production de froid par détente d'un gaz dans une vanne (isenthalpique):

(Cycle de Joule-Thomson (J-T) (Effet Joule-Thomson)) :

Il est défini, à une température et une pression données, par la différence des enthalpies, à cette température, du gaz à basse pression et du gaz à la pression considérée.

Pour liquéfier du gaz naturel, on comprime à 100 bars du méthane pris à 1 bar et 280 K, puis on le refroidit jusqu'à 210 K. La compression est supposée isentropique, mais le rapport de compression très élevé nécessite le recours à plusieurs compresseurs (3 dans cet exemple) avec refroidissement intermédiaire à 280 K. Les pressions intermédiaires sont égales à 5 et 25 bars.

On introduit un échangeur de chaleur entre ce méthane gazeux et le méthane sortant du refroidisseur, afin de refroidir le gaz comprimé à 191 K. Le gaz refroidi à 191 K est détendu isenthalpiquement de 100 bars à 1 bar, et ses phases liquide et gazeuse séparées. Comme le montre le schéma de l'installation de la figure ci-dessous. On recycle le méthane gazeux après détente isenthalpique.

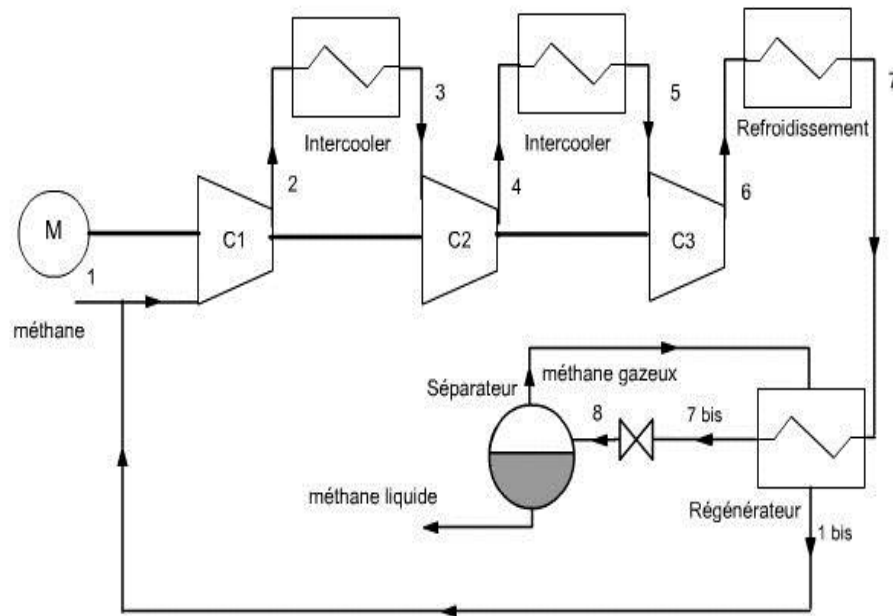


Figure V.5. Cycle de Linde avec du méthane à 100 bar

4.2 Production de froid par détente d'un gaz dans une machine :

(Cycle de Claude (ou de Heylandt)) :

Le cycle de Linde utilise une détente isenthalpique qui présente deux inconvénients : d'une part le travail de détente est perdu, et d'autre part le refroidissement ne peut être obtenu que si l'état thermodynamique du fluide est tel que la détente de Joule-Thomson conduit à un abaissement de la température.

Claude a quant à lui proposé un cycle qui met en jeu une turbine et un détendeur et présente la particularité que l'installation fonctionne avec un seul fluide comprimé à un seul niveau de pression, comme le montre la figure ci-dessous. Le cycle de Claude a été utilisé dans de nombreuses installations de liquéfaction du gaz. Le début du cycle est le même que celui de Linde :

Compression du gaz à liquéfier, puis refroidissement à la température ambiante environ (1-4). Le flux est alors divisé, environ 15 % étant détendu dans une turbine (4-8). Le flux principal passe alors dans un deuxième régénérateur dont il sort à très basse température (4-12). Il subit

Un troisième cycle, constitué de **méthane comprimé** à 27 bar, assurera le transfert de -104 à -161 °C.

Par un quatrième cycle utilisant de l'**azote comprimé** à 22 bar, on peut, si on le désire, assurer un transfert jusqu'à -196 °C.

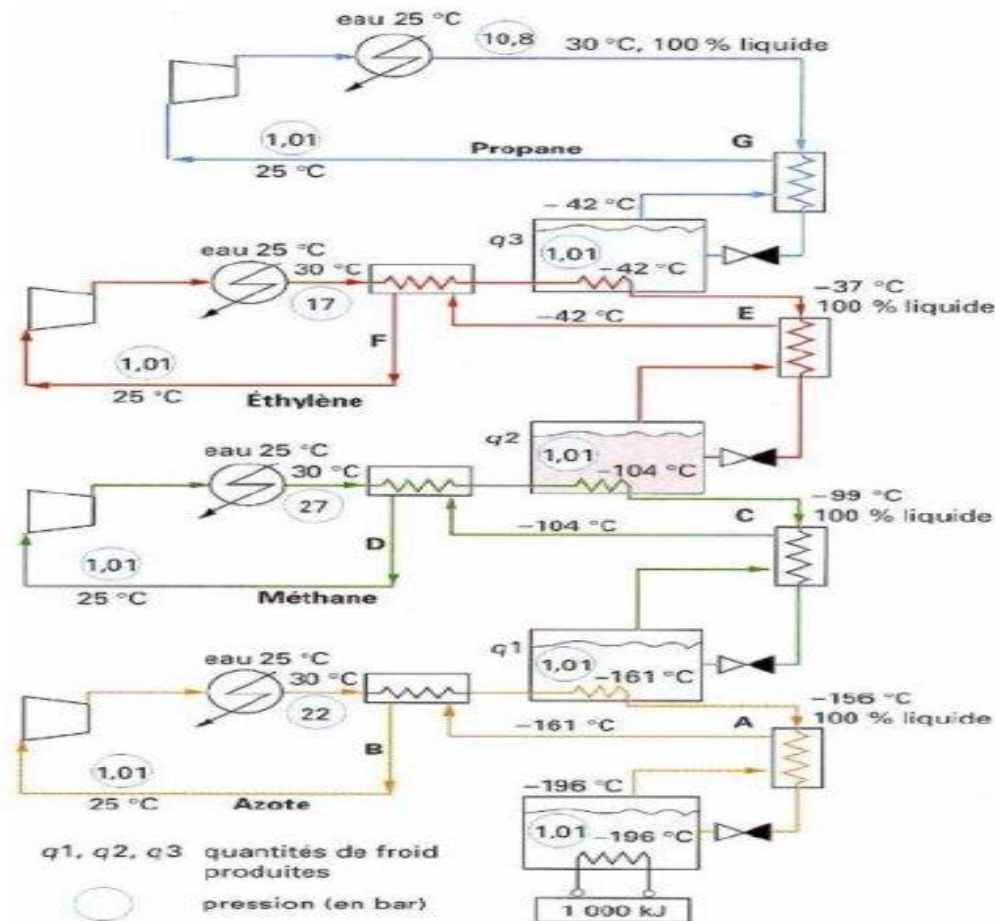


Figure V.7. Cycle « à cascade classique » pour production de froid à -196 °C

5. Description du procédé de liquéfaction :

L'usine de liquéfaction du gaz naturel d'ARZEW GL1/Z, comprend six (06) trains de liquéfaction indépendants qui fonctionnent en parallèle avec une capacité de production GNL de $8870 \text{ m}^3/\text{h}$; dans chaque train le gaz d'alimentation passe par trois (03) différentes étapes de traitement (Figure V.8) :

a- **Section de traitement de gaz :** Elle comprend trois (03) étapes :

1-Décarbonatation : élimination du CO_2 .

2-Déshydratation : élimination d' H_2O .

3-Démercurisation : élimination de Hg.

b- Section de séparation et de liquéfaction : Elle comprend deux (02) étapes :

1-Séparation : séparation des hydrocarbures lourds.

2-Liquéfaction : -Liquéfier le gaz naturel.

-Élimination de l'azote.

c- Section de fractionnement : Elle traite le produit issu du fond de la tour de lavage, c'est le système de fractionnement des hydrocarbures lourds, il comprend quatre (04) étapes:

1-Démethanisation : récupération de méthane.

2-Deéthanisation : récupération de l'éthane.

3-Dépropanisation : récupération du propane.

4-Débutanisation : récupération du butane.

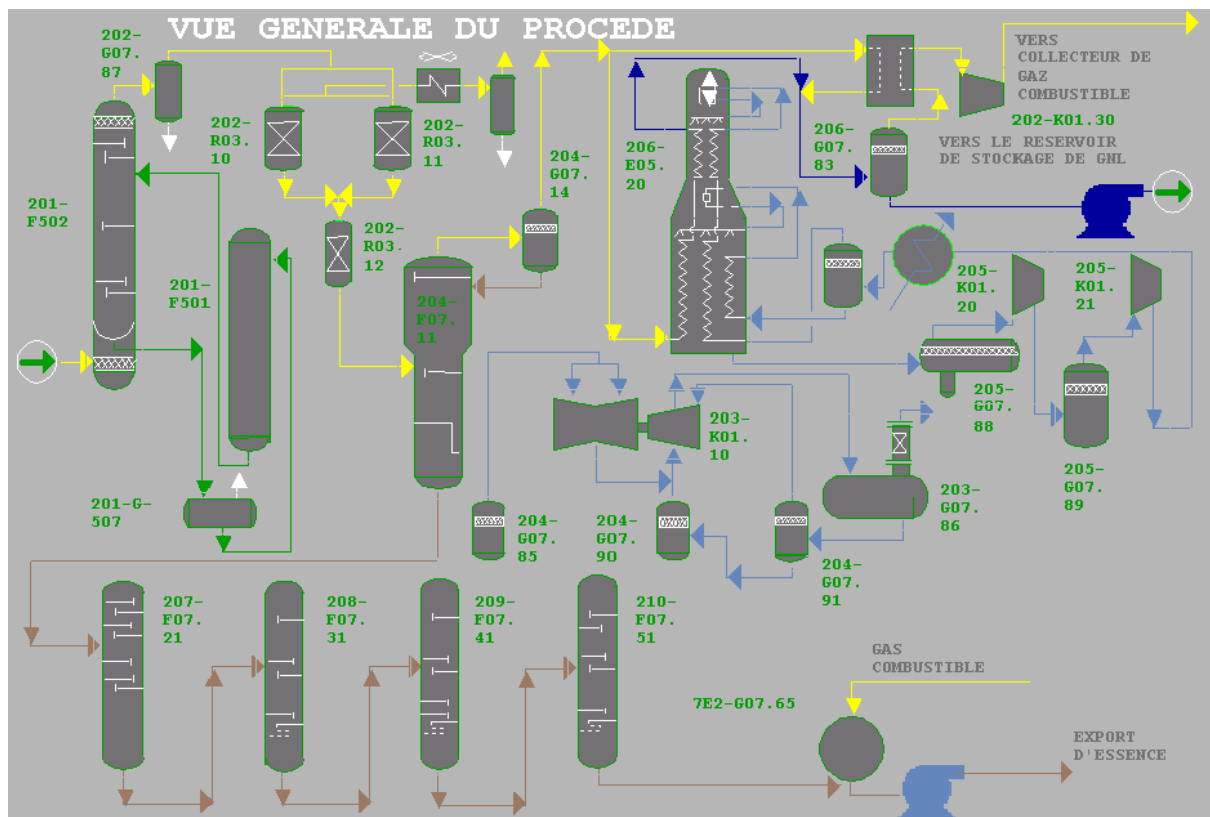


Figure V.8. Schéma du procédé de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z.

5.1. Liquéfaction :

L'échangeur principal liquéfie le gaz naturel traité (GNT) en utilisant le MCR (Multiple Composant Réfrigérant) comme réfrigérant. Le GNT pénètre en bas de l'échangeur principal et progresse vers le haut où il traverse les douches de MCR, et quitte l'échangeur sous forme liquide à une pression de 25 bars et une température de (-148°C).

La liquéfaction du GNT se fait en deux temps :

Le premier temps, le GNT pénètre dans le faisceau central de l'échangeur principal après avoir lui associé un courant de propane et d'éthane provenant du fractionnement où il est réfrigéré à (-110°C) par échange thermique avec les faisceaux MCR liquide et MCR vapeur, puis le gaz partiellement condensé est liquéfié complètement dans le faisceau froid de l'échangeur principal par échange thermique avec le MCR vapeur condensé et se dirige vers l'échangeur à (-148 °C) et sous une pression de 25 bars.

Ce mélange liquide/gaz est détendue à travers la vanne Joule Thomson jusqu'à 1 bar et sa température est abaissée à (-158 °C), puis subit une deuxième détente jusqu'à 0,38 bars dans le ballon déazoteur pour éliminer l'azote dissout dans la phase liquide du gaz naturel liquéfié. Les composants légers, essentiellement l'azote, sont extraits par vaporisation et montent le long de la colonne. La phase liquide GNL débarrassée de l'azote est récupérée au fond du déazoteur où l'acheminement vers le stockage à l'aide des pompes GNL (Figure V.9).

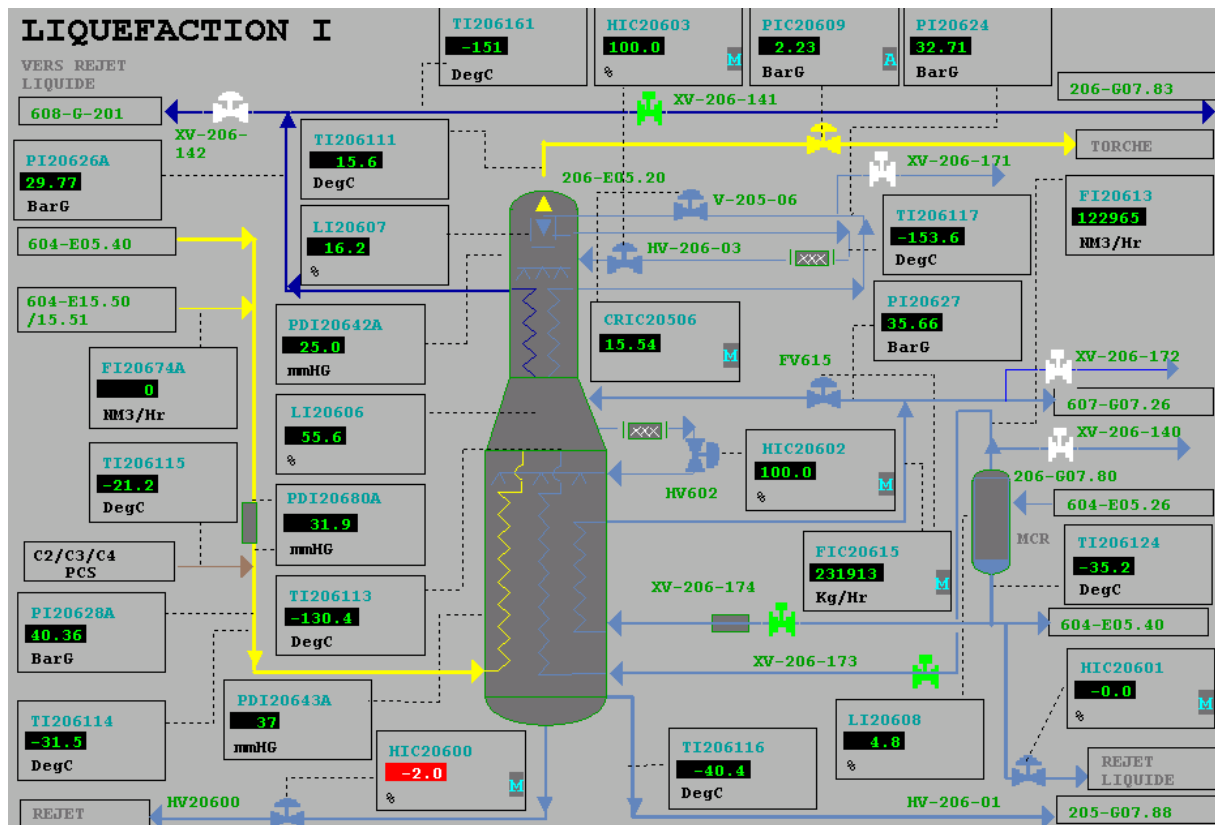


Figure V.9: Section de liquéfaction du gaz naturel du complexe GL1/Z

Tableau.V.1. Composition du GNL.

Composants	% Molaire moyen	
	Minimum	Maximum
N ₂	0,60	1,40
CH ₄	84,00	92,50
C ₂ H ₆	6,00	8,50
C ₃ H ₈	2,20	3,00
iC ₄ H ₁₀	0,30	0,50
nC ₄ H ₁₀	0,30	0,70
iC ₅ H ₁₂	0,00	0,02
Total	100,00	100,00

Tableau V.2. Conditions de stockage du GNL.

Masse molaire	18,2 g/mole
Pression	1,03 bar absolu
Température	-162 °C

CHAPITRE

VI : TRANSPORT

PAR PIPELINE ET

TRANSPORT

MATIME

INTRODUCTION :

Le gaz naturel est transporté soit par pipe-line (**gazoduc**) sous forme de gaz comprimé; soit par **navire** après liquéfaction sous forme liquide. La figure ci-dessous schématise les différents types de transformation et les principaux moyens de transport du gaz naturel et des produits associés.

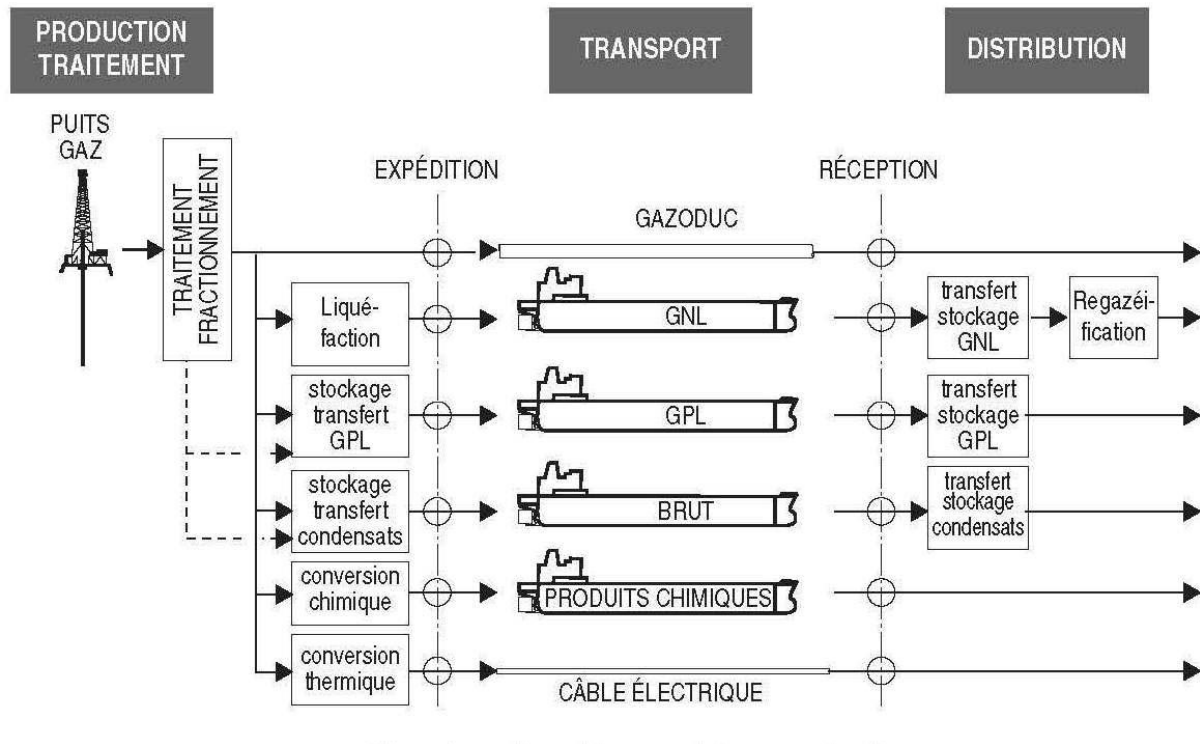


Figure VI.1. Transport du gaz naturel

1. Transport par gazoducs (Canalisation) :

Le développement du transport du gaz naturel par canalisation a entraîné la mise en place d'un important réseau de gazoducs dans le monde. La longueur totale de gazoducs dans le monde représente environ le double de celle qui est utilisée pour le transport du pétrole brut.

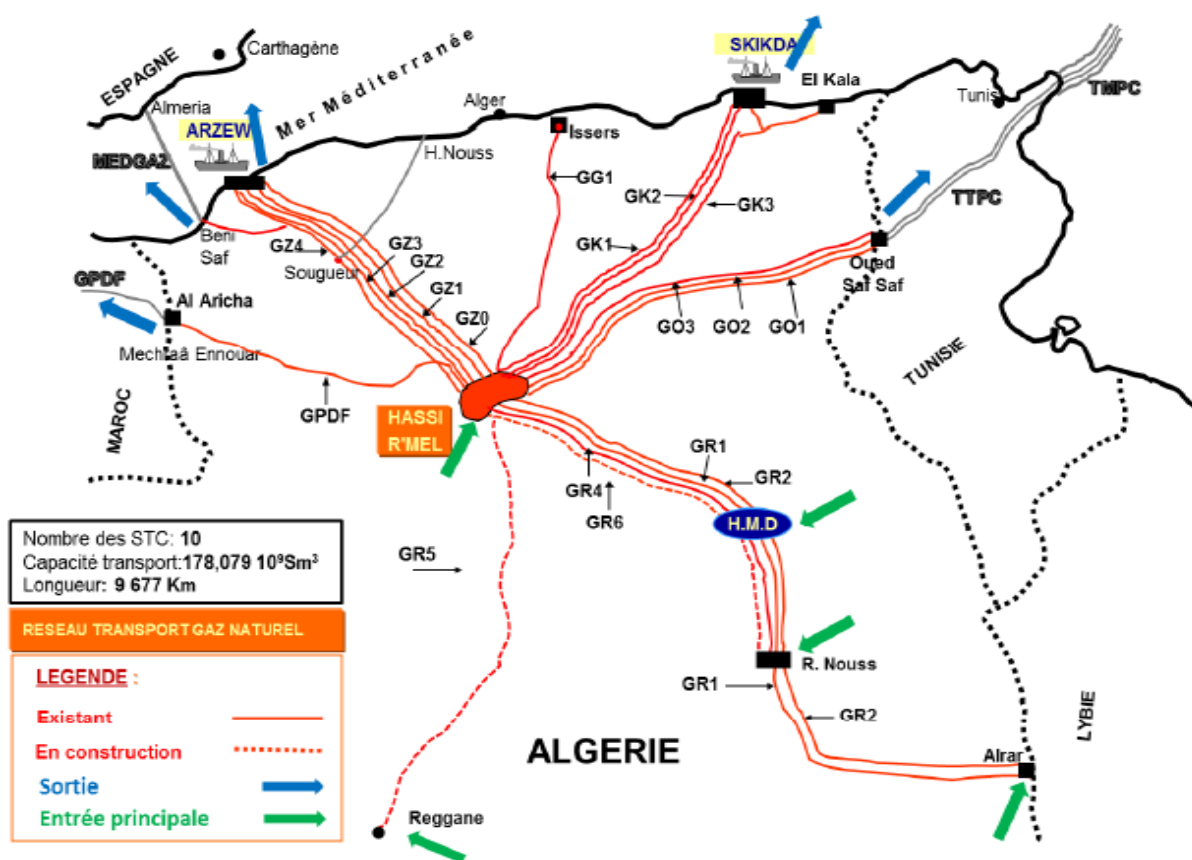


Figure VI.2. Réseau de transport par canalisations



Figure VI.3. Le gazoduc GALSI de Hassi R'mel vers Castilione Della Pesca (Italie)

1.1. Chaîne de transport par gazoduc :

Une chaîne de transport par gazoduc (Figure VI.4) 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 assurer dans les conduites le maintien de la pression désirée (en moyenne 70 bar) de puissantes stations de compression sont installées en principe tous les 80 km.
- traitement complémentaire éventuel pour mettre le gaz aux spécifications de distribution
- stockage et transfert au réseau de distribution
- Distribution du gaz

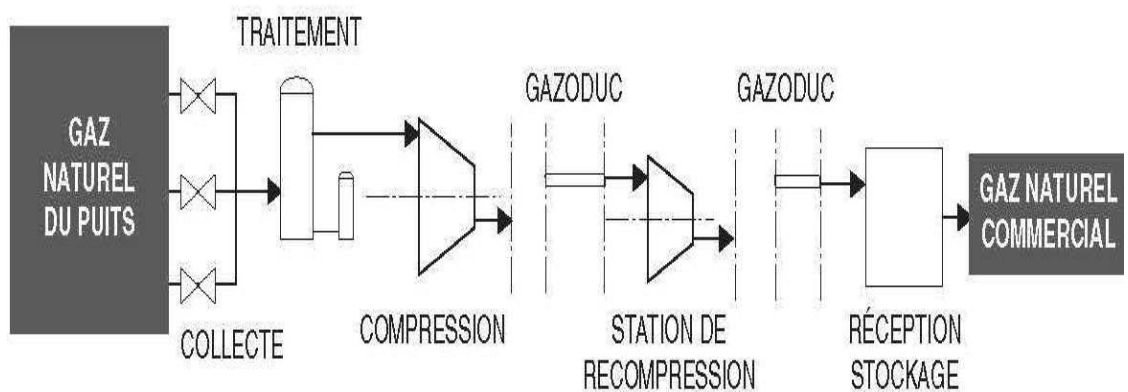


Figure VI.4. Chaîne de transport par gazoduc.

1.2. Les caractéristiques principales d'un pipeline :

Les diamètres

La pression de service

La capacité maximale de transport

Le type d'acier utilisé

Le mode de pose

Le diamètre : le diamètre de la canalisation est déterminé en fonction du débit des produits acheminés.

$$D_{\text{ext}} = D_{\text{int}} + 2 \cdot e$$

$$D_{\text{int}} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q \cdot v}{\pi V}}$$

La pression de service : est la pression développée par le produit qui circule dans la canalisation dans les conditions normales d'exploitation.

La capacité maximale de transport :

C'est la quantité de produit que l'on peut transporter à travers le pipeline sur une période donnée.

Le mode de pose :

On distingue deux types de pipelines : pipelines aériens et souterrains

Tableau VI.1. Comparaison entre pipelines aériens et souterrains

	<u>Les pipelines aériens (en surface) :</u>	<u>Les pipelines souterrains (enterrés) :</u>
Avantage :	- Les fuites sont facilement détectables - Les travaux de réparation des fuites sont moins coûteux et plus faciles.	- L'installation n'est pas à l'abri des actes de sabotage.
Inconvénients :	- L'installation est à l'abri des actes de sabotage.	- Les fuites ne sont pas détectables facilement - Les travaux de réparation sont difficiles et nécessitent une mise à nu du réseau.



Figure VI.5. Pipelines (a) souterrain, (b) aérien

1.3. Pertes de charge :

La relation des pertes de charge est de la forme :

$$\Delta P^2 = P_1^2 - P_2^2 = K \cdot d \cdot \frac{Z}{Z_0} \cdot \lambda \cdot \frac{T}{T_0} \cdot Q^2 \cdot L \cdot D^{-5}$$

ΔP^2 : Pertes de charge quadratique,

P_1 , P_2 : Pressions aux deux extrémités de la conduite,

K : coefficient de proportionnalité dépendant des unités choisies,

d: densité du gaz par rapport à l'air,

Z : Facteur de compressibilité du gaz à température et pression moyenne dans la conduite,

Z_0 : Facteur de compressibilité du gaz à température et pression de référence,

λ : Coefficient de pertes de charge,

T : Température moyenne du gaz,

T_0 : Température et pression de référence,

Q : Débit du gaz volumique dans les conditions de référence,

L : Longueur de la conduite,

D : Diamètre de la conduite.

2. Transport maritime (sous forme liquide):

Pour transporter par mer le gaz naturel dans les conditions économiques satisfaisantes, il faut liquéfier celui-ci à la pression atmosphérique et à la température de -160 °C. La liquéfaction réduisant en effet de 600 fois le volume du gaz naturel par rapport à son état gazeux.

2.1. L'avantage de transport du GNL par les navires méthaniers :

Un mètre cube de GNL = 600 m³ de gaz naturel. La réduction du volume de gaz à 1/600 rend le transport, par bateau économique ; la seule raison de cette réduction de volume est de permettre le transport maritime ainsi que pour le stockage. En effet, parmi les moyens les plus utilisés pour le transport du GNL est bien le transport maritime, par des navires appelés méthaniers (figure VI.6).

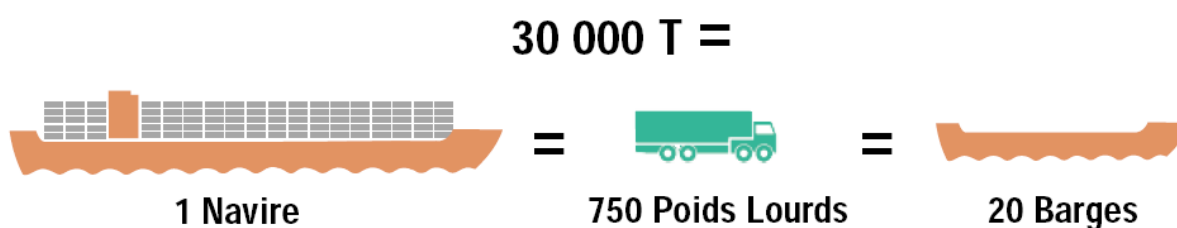


Figure VI.6. L'avantage de transport du GNL par les navires méthaniers.

2.2. Chaîne de transport de GNL :

Une chaîne complète de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) comporte les principales étapes suivantes :

- **traitement et transport** par gazoduc jusqu'à la mer ; 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

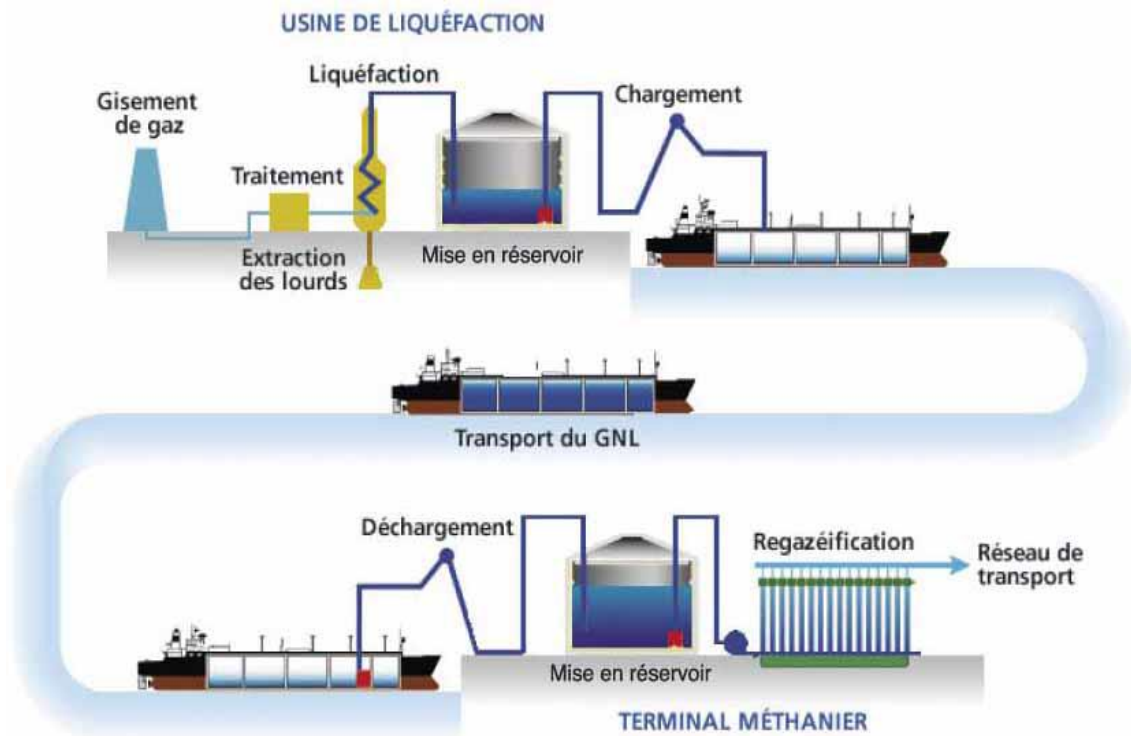


Figure.VI.7. Chaîne de transport de GNL.

2.3. Méthaniers:

Un ou plusieurs navires méthaniers comportant des cuves, le plus souvent intégrées à la coque du navire, dans lesquelles le gaz est maintenu liquide à la température de -160°C . La capacité des méthaniers a évolué de l'ordre de $160.000 - 270.000 \text{ m}^3$. La taille maximale des méthaniers n'est pas seulement limitée par des questions de réalisation technique des méthaniers eux-mêmes, mais aussi par la capacité des installations portuaires à accueillir des navires de cette taille.

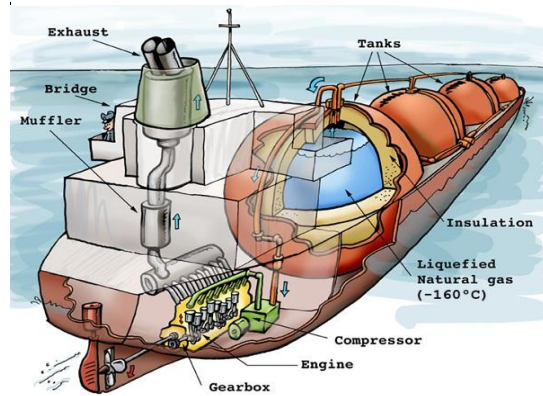


Figure.VI.8. Le méthanier algérien Lalla Fatma N'Soummer

2.4. Les différents types de Méthaniers :

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. La figureVI.9 présente la disposition des cuves dans un méthanier.

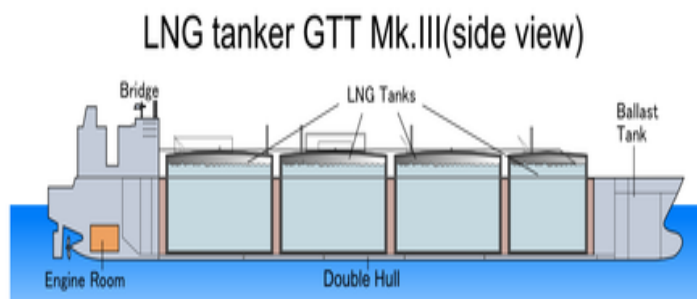


Figure.VI.9. navires à cuves intégrées

Ce sont des cuves non autoporteuses qui consistent en une paroi mince soutenue à travers une isolation par la structure adjacente. La membrane est conçue de telle manière que les dilatations ou contractions thermiques soient compensées sans que la membrane soit soumise à des contraintes excessives (La figure VI.9).

b - Navires à cuves autoporteuses :

Le principe général d'un méthanier à cuve autoporteuses est schématisé sur la figure VI.10.



Figure VI.10. Montage des cuves auto porteuses

2.5. Isolation thermique :

Les cuves sont entourées par un isolant. Chaque cuve est supportée par une jupe cylindrique qui s'appuie sur la coque du méthanier. Une barrière secondaire de sécurité est placée à la base des cuves pour protéger la coque contre une fuite éventuelle de GNL.

Des matériaux isolants (les plus utilisés sont la perlite, la laine de verre et les matières plastiques expansées) remplissant l'espace entre les cuves.



Figure VI.11. Isolants minéraux : (a) Laine de verre, (b) Laine de roche et (c) Perlite.



Figure VI.12. Isolants synthétiques : (a) Polystyrène expansé (PSE), (b) Polystyrène extrudé (XPS), (c) Plaques de polyuréthane et (d) Polyuréthane projeté.

2.6. Comparaison de l'efficacité des différents types d'isolation :

Les principaux critères pour le choix d'un mode d'isolation déterminé parmi les nombreux types existants, sont l'efficacité recherchée et le prix de revient.

Tableau VI.2 : Comparaison de différents isolants

Isolants	Avantages	Inconvénients
Les mousses	-Faible masse volumique -Coût relativement bas -Bonne résistance mécanique -Mise en œuvre facile -Bonne perméabilité	-Conductivité thermique élevée -Vieillessement important -Inflammable -Pertes des caractéristiques isolantes au cours du temps
Les poudres	-Peu coûteuse -incompressible -Non toxique - Récupérable -Utilisation aisée	- Sa tasse facilement sous contrainte -Hydrophile - Nécessite des filtres de vide -Non élastique
Superisolants	-Très stable -Bonnes performances -Faible poids -Conductivité thermique faible	-Nécessite un travail sous vide -Prix élevé par unité de volume -Continuité de l'isolant -Dégradation des performances sous l'effet de compression
Le vide	-Conductivité thermique faible - Il s'adapte aux formes les plus complexes	-Maintenance de la faible pression - Exige des surfaces de faibles émissivités

Quelle que soit la conception du méthanier et la qualité de l'isolation, il se produit nécessairement une fuite thermique entre l'intérieur et l'extérieur des cuves. Cette fuite thermique entraîne une vaporisation de GNL et libère du gaz (gaz de boil-off), ce gaz est utilisé pour alimenter le système de propulsion du méthanier, qui est en général constitué par une turbine à vapeur.

CHAPITRE VII : TERMINAL DE REGAIEIFICATION

Introduction :

Un terminal méthanier est une installation permettant de regazéifier du gaz naturel liquéfié (GNL) transporté par voie maritime par les expéditeurs depuis les zones de production.

1. Principe de fonctionnement d'un terminal méthanier :

Un terminal classique a quatre fonctions :

- Réceptionner les navires méthaniers et décharger ou recharger leur cargaison.
- Stocker du GNL dans des réservoirs cryogéniques (- 160 °C).
- Regazéifier du GNL en fonction des besoins du réseau.
- Remettre ce gaz sur le réseau de transport national.

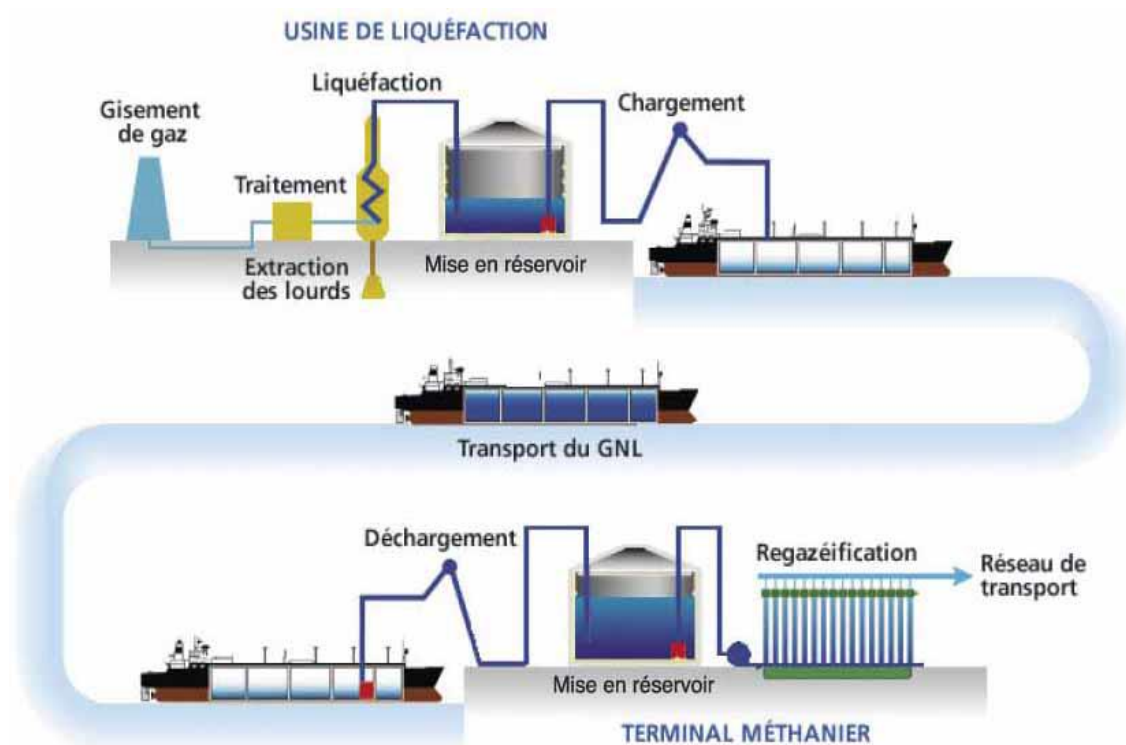


Figure VII.1. Chaîne de transport de GNL.

1.1. Réception et déchargement :

Arrivé au terminal, le navire méthanier (bateau de 200 à 350 m de long) est amarré au quai de déchargement. Des bras articulés viennent se brancher sur les cuves du méthanier, pour permettre le déchargement de la cargaison et le transport du GNL vers les réservoirs. Le GNL passe dans des canalisations conçues pour résister aux très basses températures (-160 °C). Cette opération dure moins de 12 heures. Un volume de gaz d'évaporation est renvoyé des réservoirs vers le méthanier pour maintenir la pression de ses cuves.

1.2. Stockage :

Le GNL est stocké dans des réservoirs cryogéniques (conçus pour les très basses températures) capables de résister à une température de -160 °C pour le conserver à l'état liquide. L'enveloppe extérieure des réservoirs est en béton armé précontraint ou en acier. Leur isolation permet de limiter les évaporations. Malgré la qualité de l'isolant, il y a de faibles entrées de chaleur dans les équipements contenant du GNL. Cela conduit à une légère évaporation du produit. Ces gaz d'évaporation sont récupérés pour être par la suite réincorporés dans le GNL, grâce aux compresseurs de gaz d'évaporation et au recondenseur. Ce recyclage des évaporations permet d'avoir un terminal n'émettant aucun rejet de gaz naturel en fonctionnement normal. Lors des périodes de maintenance, les gaz d'évaporation ne peuvent plus être récupérés et sont brûlés par la torche. Il est préférable de brûler le méthane plutôt que de le libérer dans l'atmosphère (moins de contribution à l'effet de serre).

1.3. Regazéification :

Le GNL est ensuite pompé jusqu'à une pression voisine de la pression d'expédition (comprise en général entre 70 et 80 bars), puis vaporisé dans l'unité de regazéification. Le GN est vaporisé par chauffage

1.4. Emission sur le réseau de transport national :

Revenu à l'état gazeux, le gaz naturel subit différents traitements et mesures. Avant son émission sur le réseau de transport national, le gaz naturel, qui est inodore, est artificiellement odorisé avec une infime quantité de tétrahydrothiophène (THT), qui confère au gaz cette odeur caractéristique connue de tous. Une mesure de sécurité efficace pour que chacun puisse détecter toute fuite de gaz grâce à son odorat.

Enfin, il est compté, odorisé et émis sur le réseau de gaz naturel.

Il peut être aussi transporté par camions-citernes pour les industriels non raccordés au réseau.

2. Unité de regazéification:

La regazéification du gaz naturel liquéfié est réalisée via le processus inverse de la liquéfaction

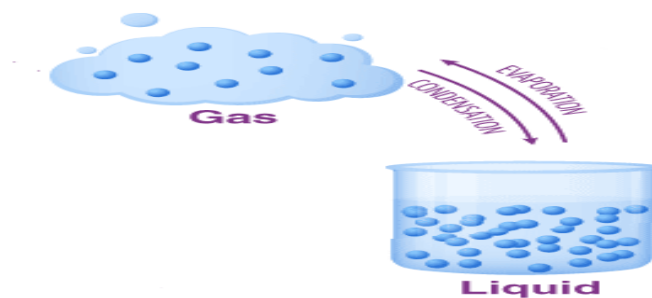


Figure VII.2. Changement d'état liquide-gaz

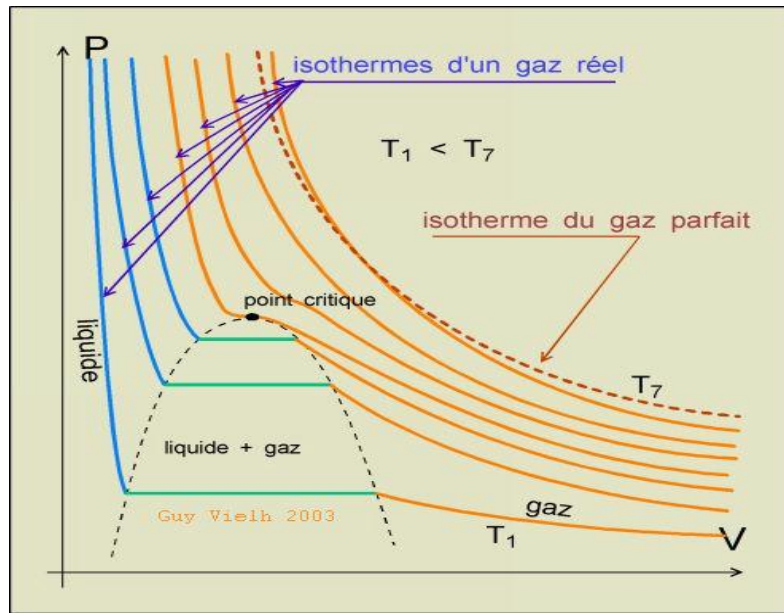


Figure VII.3. Diagramme de Clapeyron en présence d'un changement d'état liquide-gaz
Une unité de regazéification qui comprend :

- des pompes pour la compression du GNL à la pression de l'émission (réseau de transport ou de distribution),
- des échangeurs pour amener le GNL sous pression à une température voisine de l'ambiante (la chaleur est généralement prise dans l'eau de mer qui ruisselle sur les ailettes longitudinales de tubes en aluminium extrudé disposés verticalement),
- un circuit d'eau de mer,
- d'éventuels dispositifs d'ajustement du pouvoir calorifique du gaz (injection d'azote, voire d'air ; extraction d'éthane ou de produits plus lourds).

2.1. Caractéristiques essentielles de la regazéification

Le **Gaz Naturel Liquéfié** (GNL) acheminé à -162 °C est comprimé à 90 bar au-dessus de sa pression critique (45,99 bar). Il passe ainsi de la phase liquide à l'état de gaz dense au passage du point pseudo-critique (température critique du méthane de $-82,56\text{ °C}$). Une fois vaporisé, le GNL gazeux est réchauffé à haute pression (90 bar) jusqu'à une température de 5 °C pour être injecté dans le réseau de transport du gaz.

Les sources d'énergie thermique disponibles sur un terminal méthanier pour la gazéification du GNL sont :

L'air ambiant

La chaleur de combustion du gaz naturel

L'eau de mer

D'éventuels rejets thermiques industriels

Les systèmes de vaporisation les plus utilisés sont résumés dans le tableau VII.1:

Tableau VII.1. Les différentes technologies de gazéification

Technologies de regazéification		Mode de chauffage	Source de chaleur			Part du marché (%)	Fabricants
			Air ambiant	GN (combustion)	Eau de mer		
Vaporisation par fluide intermédiaire (IFV)	Propane ou frigoporteur	Chauffage indirect	X		X	4	Kobelco (JPN)
	Eau/glycol	Chauffage indirect	X	X	X		Technip + SPX (USA)
Vaporisation par l'air ambiant (AVV)		Chauffage direct	X				
Vaporisation par échange de chaleur avec l'eau de mer (ORV)		Chauffage direct			X	67	Kobelco (JPN) Sumitomo (JPN)
Vaporisation avec échangeur tube et calandre (STV)		Chauffage direct ou indirect	X	X	X	6	Sumitomo (JPN) T-thermal (USA)
Vaporisation par combustion submergée (SCV)		Chauffage indirect		X		23	Sumitomo (JPN) T-thermal (USA)

Deux systèmes sont couramment utilisés, le Vaporisateur à Rack Ouvert (ORV – Openned Rack Vaporiser) et les Vaporisateurs à Combustion Submergée (SCV- Submerged Combustion Vaporiser).

La vaporisation par échange de chaleur avec l'eau de mer (ORV):

L'ORV consiste en un groupe de panneaux formés de tubes à ailettes dans lesquels le GNL circule vers le haut (voir la figure VII.4). Un film d'eau de mer s'écoule vers le bas à l'extérieur des tubes, absorbant le froid du GNL et retournant à la mer une eau plus froide de quelques degrés. La chaleur utilisée est essentiellement gratuite, bien que les coûts d'investissement et d'exploitation liés au pompage et à la canalisation de l'eau de mer doivent être pris en compte. L'utilisation de tels vaporisateurs n'est pas conseillée lorsque la température de l'eau de mer est inférieure à 5 ° C.

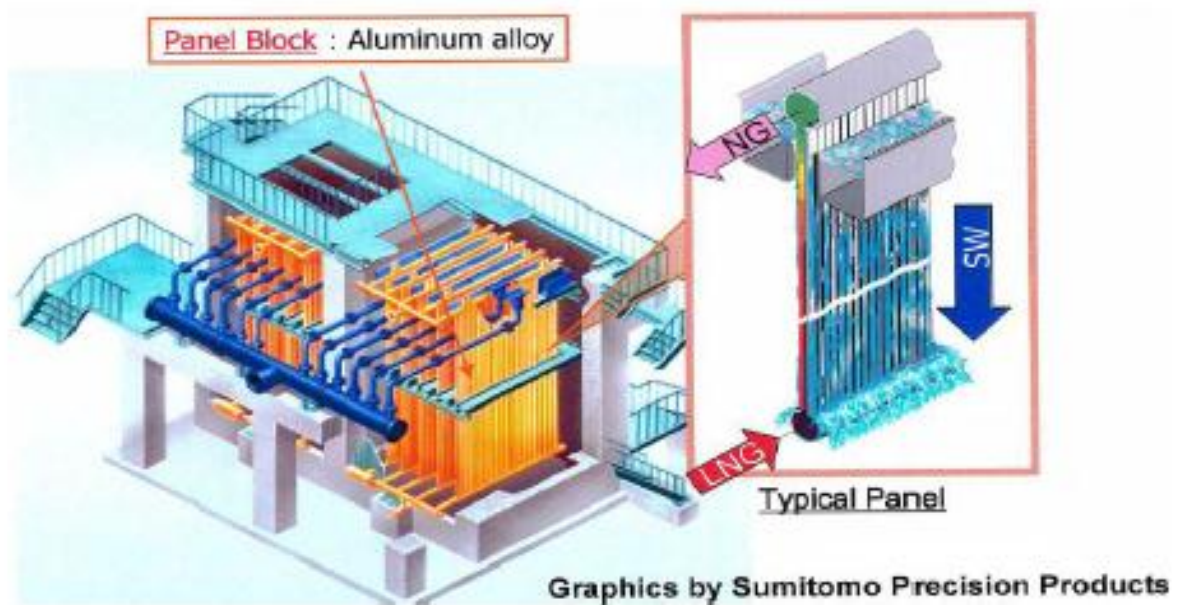


Figure VII.4. Vaporisation par échange de chaleur avec l'eau de mer (ORV)

1.1. La vaporisation par combustion submergée (SCV) :

Le SCV consiste en un bain d'eau chaude avec un faisceau de tubes immergé dans celui-ci. Le GNL s'écoule à travers les tubes, nécessitant la combustion d'un certain pourcentage du gaz d'émission pour sa vaporisation. Les gaz chauds de la combustion sont mis à

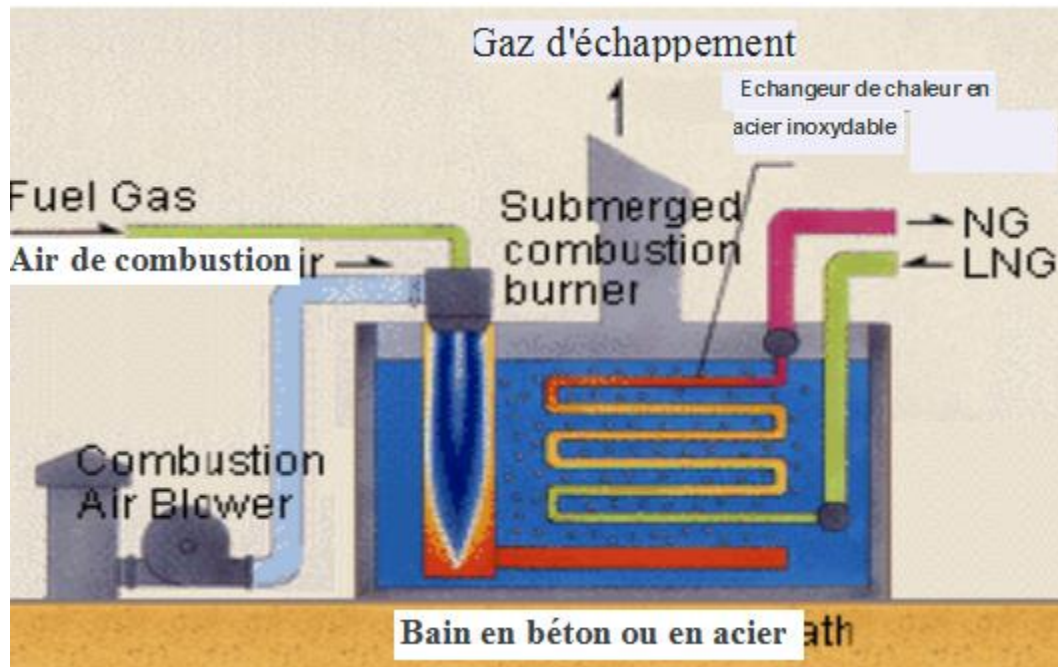


Figure VII.5. Vaporisation par combustion submergée – SCV

1.2. Comparaison entre la SCV et l'ORV :

Les avantages et inconvénients de la SCV et de l'ORV sont regroupés tableau VII.2. Ces deux technologies dominent le marché, ont un impact non négligeable sur l'environnement et présentent respectivement des coûts de fonctionnement et d'investissement élevés.

Tableau VII.2. Comparaison entre la SCV et l'ORV

Technologie	Avantages	Inconvénients
SCV	-Fonctionnement indépendant des conditions d'ambiance -Stabilité du fonctionnement -Coût d'investissement faibles	-Pollution atmosphérique (émission d'oxydes d'azote NO_x) - Emissions de gaz à effet de serre -Consommation de 1,5 à 2 % du GN pour la gazéification
ORV	-Faible coût du fonctionnement	-impact sur la vie marine - coût d'investissement élevés

CHAPITRE VIII : STOCKAGE DU GAZ NATUREL

INTRODUCTION:

Le stockage du gaz consiste à immobiliser temporairement certains volumes de gaz dans des capacités de stockage appelées appareils à pression ou réservoirs selon, que le produit stocké.

1. Le principe du stockage :

La consommation de gaz varie sensiblement au cours de la journée et aussi avec la saison; en raison du développement du chauffage au gaz ; on doit donc mettre en œuvre des moyens permettant d'effectuer la régulation saisonnière de la consommation. Ces moyens sont constitués par les stockages du gaz.

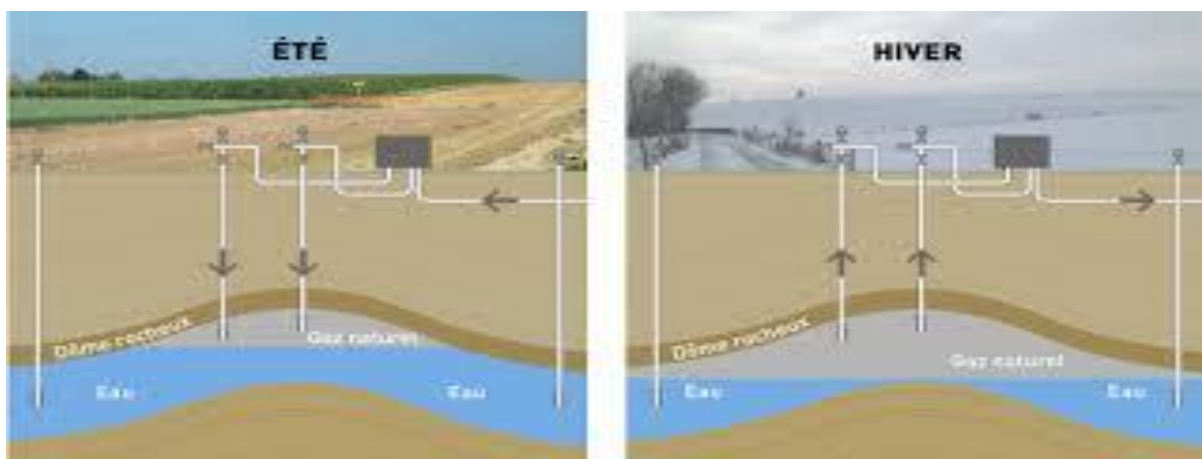


Figure.VIII.1. Schéma de principe d'un stockage souterrain

2. Les types de stockage :

Deux modes principaux de stockage sont utilisés :

Stockage cryogénique: dans des cuves sous forme de GNL. Un tel stockage est largement utilisée dans les terminaux de réception de GNL et dans les usines de liquéfaction.

Stockage souterrain : en nappe aquifère ; en cavité N saline ou en gisement déplété.

1.3. Stockage cryogénique :

les réservoirs de stockage de GNL sont divisés en trois catégories principales :

les réservoirs de stockage souterrains,

enterrés

et aériens.

La figure VIII.2 montre les trois catégories de réservoirs de stockage de GNL, telles qu'utilisées par l'industrie du GNL.

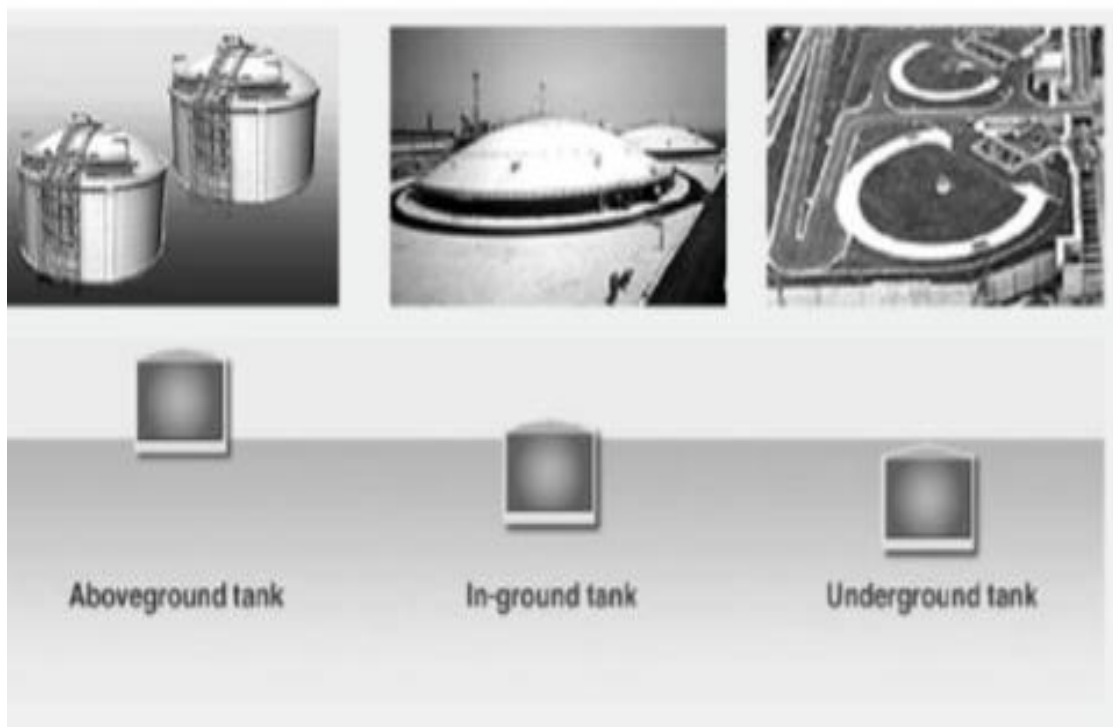


Figure.VIII.2. les trois catégories de réservoirs de stockage de GNL

Le réservoir est constitué de deux cuves l'une contenant l'autre, et l'espace entre les deux est rempli de calorifuges (isolation).

-La cuve interne (de nature variable suivant les procédés de réalisation) est une membrane mince en métal présentant les propriétés requises pour recevoir le GNL. Certains alliages d'aluminium, d'acier nickelé sont largement utilisés. Cette cuve repose sur un matériau isolant, rigide qui transmet les charges hydrostatiques à une dalle en béton supportant

l'ensemble. Le toit de cette cuve est soit autoportant, soit réalisé par un voile métallique suspendu à la charpente.

- Une cuve extérieure en acier au carbone protégeant les matériaux isolants des intempéries et supportant les surcharges climatiques.

- Des matériaux isolants (les plus utilisés sont la perlite, la laine de verre et les matières plastiques expansées) remplissant l'espace entre les cuves. Cet espace est maintenu en atmosphère de gaz inerte pour éviter l'altération des propriétés des isolants par l'humidité.

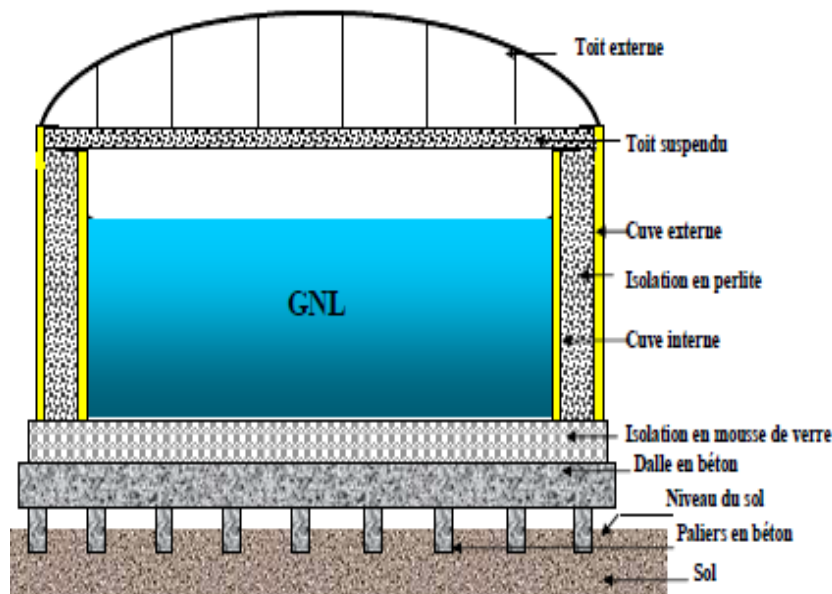


Figure.VIII.3.Réservoir aérien à double enveloppe métallique.

2.2. Le Stockage souterrain :

Le stockage souterrain est l'emmagasinement de fluides utiles (gaz, hydrocarbures) dans le sous-sol soit dans des cavités artificielles ou naturelles, soit dans des couches géologiques poreuses, aquifères en général, ou dont la perméabilité peut être artificiellement accrue (fluctuation hydralique).

2.2.1. Les principaux types de stockage souterrain :

Il existe trois grands types de stockage souterrain de gaz naturel:

- le stockage en gisement de gaz ou de pétrole épuisé (dit déplété),

- le stockage en aquifère ;
- le stockage en cavité « de dissolution »

a. Stockage en gisement déplété ou épuisé :

Les gisements d'hydrocarbures sont des stockages souterrains naturels. Protégés par un recouvrement géologique imperméable, les hydrocarbures y ont été piégés au sein d'une roche poreuse et perméable (appelée roche-réservoir). Du fait de leur profondeur et de leur histoire géologique, ces gisements sont sous forte pression, de l'ordre de plusieurs centaines de bar. Une fois leur exploitation terminée, au lieu de les abandonner à faible pression, ils sont parfois reconvertis en stockage de gaz naturel.

Actuellement, dans le monde, environ 76 % des stockages de gaz

Le stockage en gisement déplété

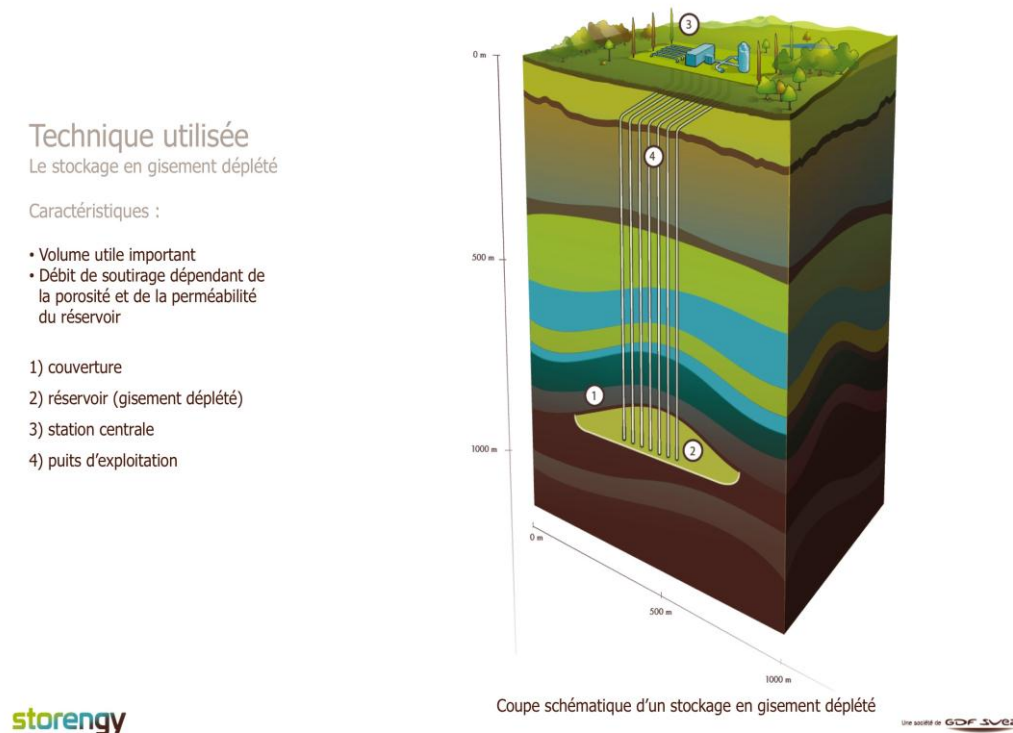


Figure.VIII.4. Stockage en gisement déplété ou épuisé

b. Stockage en aquifère :

Les stockages en aquifère occupent des structures géologiques semblables à celles des gisements épuisés. Ils sont réalisés en injectant sous pression du gaz dans la zone poreuse identifiée. Le gaz prend progressivement la place de l'eau sans modifier l'architecture souterraine. Véritable réservoir naturel, la structure rocheuse en forme de dôme est surmontée d'une couverture étanche de roches imperméables qui assure le confinement du gaz. Le dôme est surmonté d'une couverture étanche de roches imperméables qui assure le confinement du gaz sous terre.

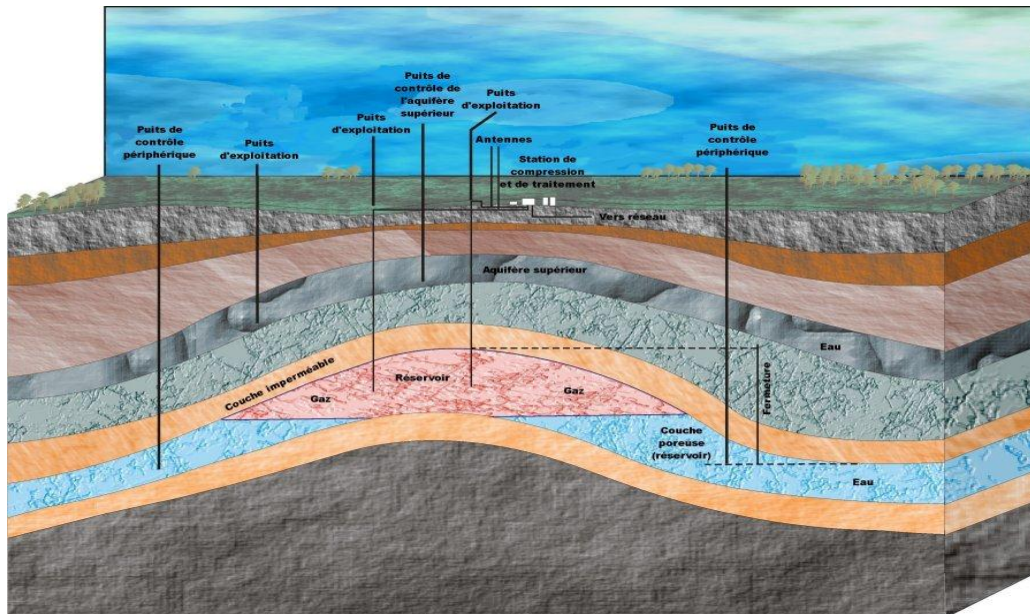


Figure.VIII.5. Stockage en aquifère

c. Stockage en cavité saline (la technique est beaucoup plus limitée en capacité) :

Par dissolution du sel à l'eau douce; il est réalisé artificiellement une cavité profonde dans laquelle le gaz sera injecté sous pression élevée et soutiré par simple détente. Plusieurs cavités peuvent être creusées les unes à côté des autres.

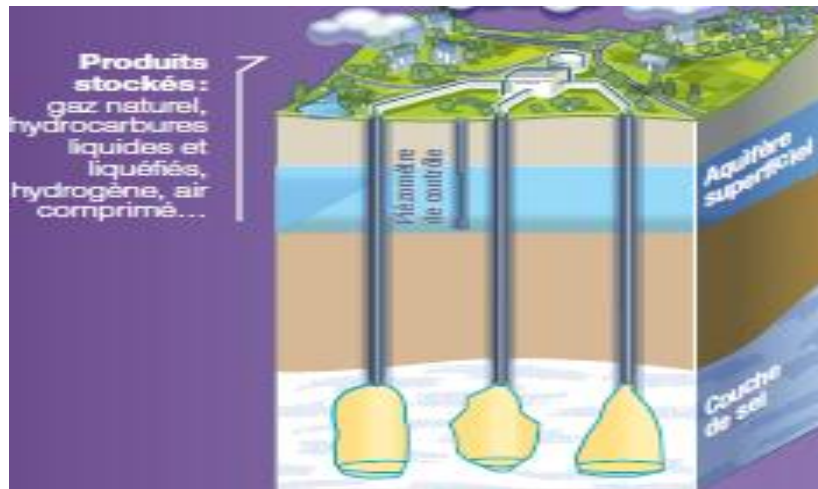


Figure.VIII.6. Réservoir en couche de sel.

2. Les avantages et les inconvénients du stockage souterrain:

Le tableau présente les principaux avantages et inconvénients du stockage souterrain.

Tableau VIII.1. Les avantages et les inconvénients du stockage souterrain

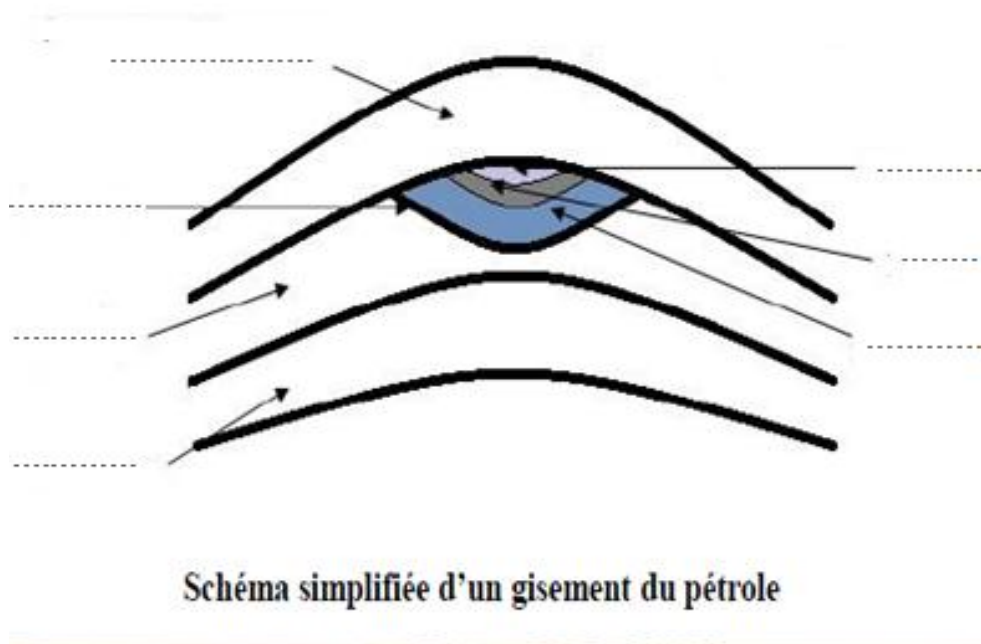
AVANTAGES DU STOCKAGE SOUTERRAIN :	INCONVÉNIENTS DU STOCKAGE SOUTERRAIN :
Grands volumes → plusieurs centaines de milliers de m³. Grande capacité de confinement → quelques centaines de bar de pression. Potentiel thermique → stockage d'eau de 40 à 120 °C. Meilleure sécurité qu'un stockage en surface → 500 – 1 500 mètres de profondeur. Faible emprise au sol.	Perturbation du milieu souterrain → chaleur, pression, interactions géochimiques. Vulnérabilité des ouvrages de liaison avec la surface → puits, descenderies. Difficultés d'accès et d'intervention au fond en cas de problèmes. Risques liés aux pressions plus élevées en sous-sol.

EXERCICES :

Questions de cours :

Répondez aux questions suivantes:

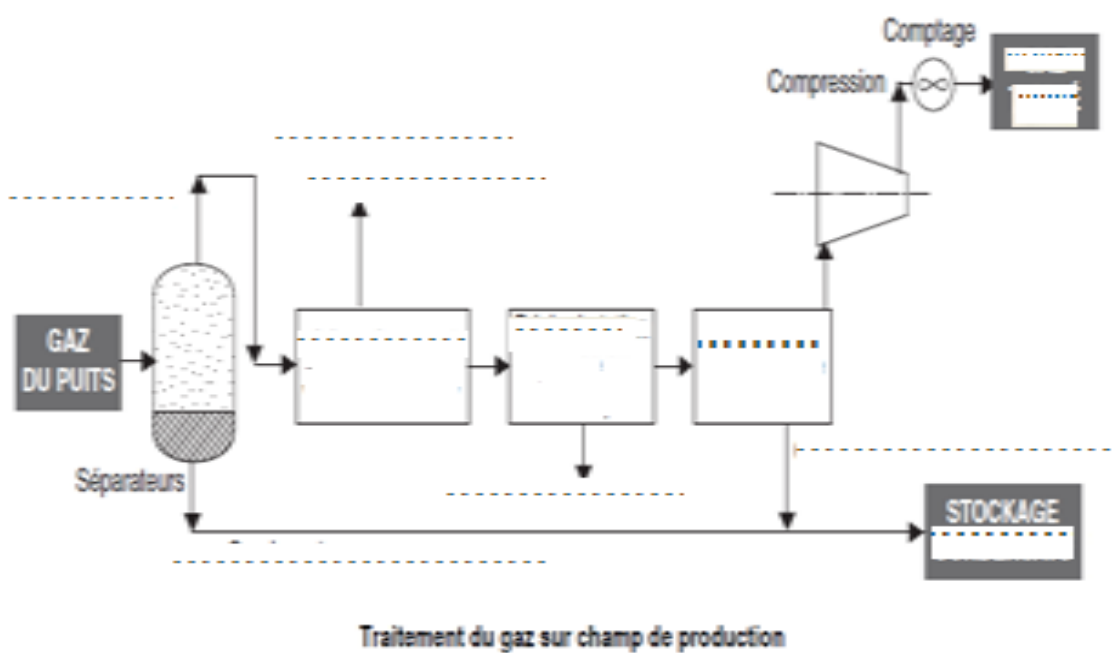
1. Quelles sont les principales caractéristiques des gisements ?
2. Compléter le schéma suivant et lui donner un titre:



3. Quelles sont les différents types de gaz naturel
4. Quelles sont les différentes méthodes de prospection géophysique ? En complétant le tableau suivant

Méthode	Grandeur mesurée
	la variation du champ magnétique

5. Quelles sont les principaux traitements du gaz brut en les représentant sur la figure suivante.

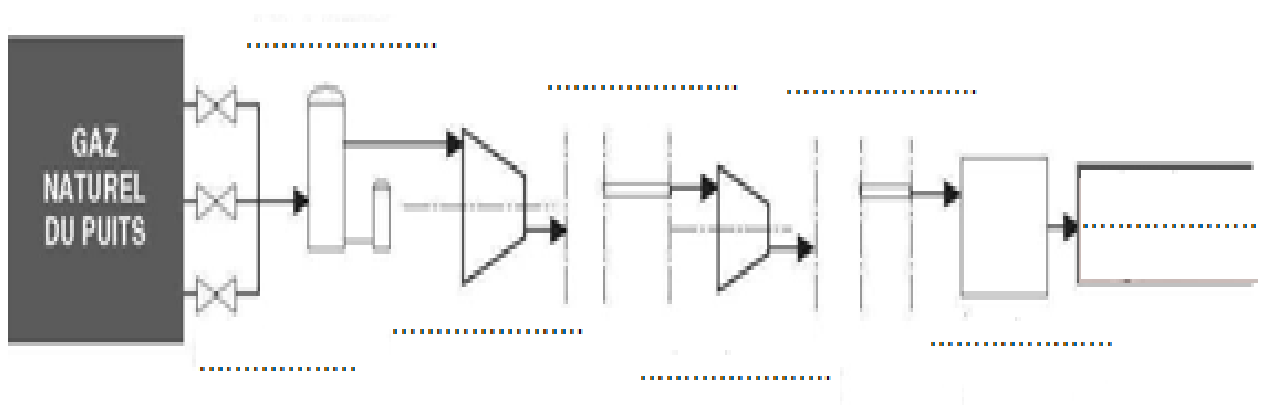


6. Quelles sont les méthodes de déshydratation du gaz naturel?

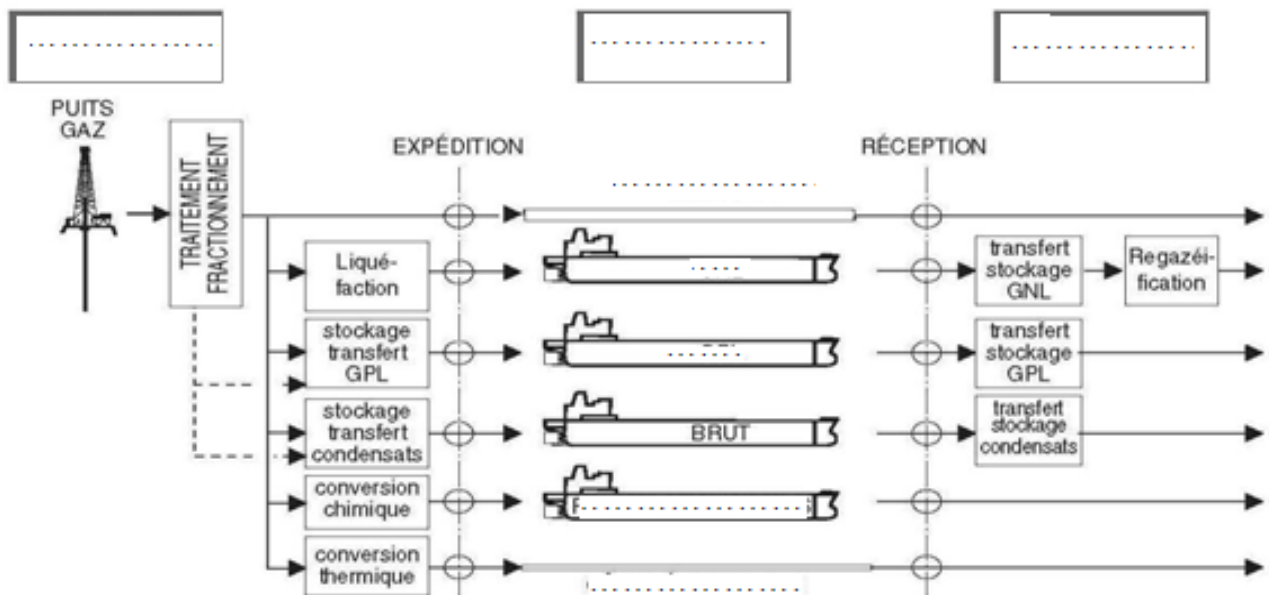
7. A l'aide d'un schéma, expliquer l'une de ces méthodes (au choix)?

8. Comment prévient-on ou minimise-t-on les fuites de pipelines?

9. Compléter le schéma suivant en montrant les principales étapes de transport par gazoduc :



10. Compléter le schéma suivant en montrant les principaux moyens de transport du gaz naturel et des produits associés :



Exercice 01:

Quelle est la température de début de formation d'hydrate d'un gaz naturel de densité 0,7 à la pression de 100 bars

Solution :

(Voir annexe.2), on voit que la courbe de densité 0,7 et celle de la pression de 100 bar se coupent au droit de l'abscisse 20 °C.

Exercice 02:

Soit un gaz naturel hypothétique dont la composition serait en fraction molaire :

— méthane = 0,8, pour lequel $T_c = 190,55$ K et $P_c = 46,04$ bar

— propane = 0,2, pour lequel $T_c = 369,82$ K et $P_c = 42,50$ bar,

Quel est son coefficient de compressibilité à 140 bar et à une température de 100 °C ?

Solution :

On a :

$$T_{PC} = \sum x_i * T_{ci}$$

$$T_{PC} = 0,8 * 190,55 + 0,2 * 369,82 = 226,4 \text{ K.}$$

$$P_{PC} = \sum x_i * P_{ci}$$

$$P_{PC} = 0,8 * 46,04 + 0,2 * 42,50 = 45,3 \text{ bar.}$$

$$\Pi = \frac{P}{P_{PC}} = \frac{140}{45,3} = 3,1$$

$$\Theta = \frac{T}{T_{PC}} = \frac{100+273}{226,4} = 1,65 \text{ d'où sur l'abaque de Katz (Annexe.3) : } Z = 0,845.$$

Exercice 03:

Soit un gaz naturel GN hypothétique est composé selon le tableau suivant :

composé	% molaire	Masse molaire (g /mol)	Grandeurs critiques	
			Pression (atm)	Température (K)
N ₂	5,0	28,013	33,99	126,10
CO ₂	0,4	44,010	73,82	304,19
CH ₄	78,0	16,043	46,04	190,55
C ₂ H ₆	9,9	30,069	48,80	305,43
C ₃ H ₈	2,6	44,096	42,50	369,82
C ₄ H ₁₀	-	58,123	37,97	425,16
C ₅ H ₁₂	2,7	72,151	33,69	469,60

A/ (P = 90.6 atm, T = 38.5 °C) B/ (P = 136 atm, T = 113.5°C) C/ (P = 226.5 atm, T = -15.5 °C) D/ (P = 272 atm, T = 48.8 °C)

Calculer dans ces conditions (A, B, C et D) la masse volumique de ce mélange gazeux ρ et sa densité si on accepte que ce mélange gazeux ne se comporte pas comme un gaz parfait.

	A	B	C	D
Z (.....)				
ρ (.....)				

Solution :

On a : $100 = \sum x_i$, $x_{C_4H_{10}} = 100 - 98,6 = 1,4 \%$

composé	% molaire	Masse molaire (g /mol)	Grandeurs critiques	
			Pression (atm)	Température (K)
N ₂	5,0	28,013	33,99	126,10
CO ₂	0,4	44,010	73,82	304,19
CH ₄	78,0	16,043	46,04	190,55
C ₂ H ₆	9.9	30,069	48,80	305,43
C ₃ H ₈	2,6	44,096	42,50	369,82
C ₄ H ₁₀	1.4	58,123	37,97	425,16
C ₅ H ₁₂	2.7	72,151	33,69	469,60

	A (P = 90.6 atm, T = 38.5 °C)	B (P = 136 atm, T = 113.5°C)	C (P = 226.5 atm, T = - 15.5 °C)	D (P = 272 atm, T = 48.8 °C)
Z (-)	0,8	0,9	0,69	0,85
ρ (kg/l)	0,093	0,0999	0,326	0,254

Exercice 04 :

On veut transporter du fioul lourd à 15°C. Sa densité est 0,912 et sa viscosité cinématique est de $2,05 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$. Quel est le diamètre intérieur du tuyau à installer pour un débit de 22 l/s si la perte de charge disponible pour transporter ce fioul sur une longueur de 1000 m est de 22 mCE (colonne d'eau) ?

Solution :

On suppose que le régime est laminaire

$$\Delta P = \rho g \Delta h = \lambda \frac{L \rho V^2}{2D}, \quad \text{avec } \lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64 \nu}{VD}$$

$$\text{Et : } 4Q_V = V \times \pi D^2 \text{ soit } V = 4Q_V / \pi D^2$$

$$\Delta P = \rho g \Delta h = \lambda \frac{L \rho V^2}{2D}, \quad \text{avec } \lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\Delta P = \frac{64 \nu L \rho V^2}{VD 2D} = \frac{32 \nu L \rho V}{D^2} = \frac{128 \nu L \rho Q_V}{\pi D^4} \text{ Soit } D^4 = \frac{128 \nu L \rho Q_V}{\pi \rho g \Delta h}$$

$$\text{Soit } D = 0,077 \text{ m} = 7,7 \text{ cm.}$$

La vitesse est de $V = 4Q_V / \pi D^2 = 4,72 \text{ m/s}$
et le nombre de Reynolds est de $Re = 1774 < 2400$

Exercice 5:

Un réservoir de gaz souterrain est à une profondeur de 430 m et le gaz est injecté sous la pression de 4,9 MPa. La température est de 30°C et le volume du site vaut $10,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. Le gaz est assimilé à un gaz parfait de constante $R = 8,31 \text{ J.K}^{-1}$, le volume molaire sous une pression de 10^5 Pa à la température de 0°C vaut 22,4 l.

1) Quel est le volume de ce gaz s'il était dans les conditions normales (10^5 Pa , 0°C) que l'on pourra injecter dans ce réservoir ?

2) Une partie seulement du gaz injecté peut être exploitée, cette partie exploitable occupe dans les conditions normales un volume égal à 220.10^6 m^3 .

- a) Calculez le volume de ce gaz à 30°C sous la pression de 10^5 Pa .

- b) Ce gaz est injecté dans le réservoir en période estivale par une compression isotherme à la température de 30°C qui porte le gaz de 10^5 Pa à $P = 4,9 \text{ MPa}$.

Calculez le travail nécessaire pour effectuer cette compression.

3) On prélève en hiver un volume de ce gaz égal à 5890 m^3 , volume mesuré dans les conditions de stockage (30°C , $4,9 \text{ MPa}$).

Ce gaz est détendu au cours d'une transformation adiabatique jusqu'à la pression de $2,5 \text{ MPa}$.

Expliquez ce qu'est une transformation adiabatique. Calculez le volume et la température du gaz après la détente.

On donne : $\gamma = 1,3$.

Solution :

1) La loi des gaz parfaits nous permet d'écrire :

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_0 V_0}{T_0}$$

d'où

$$V_0 = V_1 \frac{P_1 T_0}{P_0 T_1}$$

$$V_0 = 10,8.10^6.4,9.10^6.273/(10^5.203)$$

$$V_0 = 477.10^6 \text{ m}^3$$

2-a) Puisque la pression est constante, on a :

$$\frac{V}{T} = \frac{V_0}{T_0}$$

d'où

$$V = \frac{V_0 T}{T_0}$$

$$V = 220.10^6.303/273$$

$$V = 244.10^6 \text{ m}^3$$

2-b) Pour une transformation isotherme, le travail échangé est égal à :

$$W = nRT \ln \frac{P_2}{P_1} = P_1 V_1 \ln \frac{P_2}{P_1}$$

$$W = 10^5.244.10^6 \ln (4,9.10^6/10^5)$$

$$W = 9,5.10^{13} \text{ J}$$

3) Une transformation adiabatique se fait sans échange de chaleur avec le milieu extérieur.

La loi de Laplace s'écrit :

$$P_1.(V_1)^\gamma = P_2.(V_2)^\gamma$$

D'où :

$$V_2 = V_1.(P_1/P_2)^{1/\gamma}$$

$$V_2 = 5890.(4,9/2,5)^{1/1,3}$$

$$V = 9884 \text{ m}^3$$

D'après la loi des gaz parfaits :

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

$$T_2 = \frac{P_2 V_2}{P_1 V_1} \cdot T_1$$

$$T_2 = (2,5.10^6.9884/4,6.10^6.5890)0.303$$

$$T_2 = 259 \text{ K} = -14 \text{ °C}$$

Références bibliographiques :

- [1]. **A. Rojey, Le gaz naturel De la production aux marchés**, Editions TECHNIP, Paris, 2013.
- [2]. **H. K. Abdel-Aal, Petroleum and Gas Field Processing**, CRC Press, Boca Raton FL, 2016.
- [3]. **A. Bahadori, Natural Gas Processing Technology and Engineering Design**, Elsevier Inc, 2014.
- [4]. **G. J. Speight , Natural Gas A Basic Handbook**, Gulf Publishing Company, 2007.
- [5]. **E. S. Menon, Gas Pipeline Hydraulics**, CRC Press, Boca Raton FL, 2005.
- [6]. **F. DEWERT**, Combustibles gazeux gaz naturel, Technique de l'Ingénieur, Article A 1753. 1989.
- [7]. **É. TOCQUÉ, C. TRAVERS**, Exploration et production, Techniques de l'Ingénieur, Article BE 8520, 2010.
- [8]. **P. PETIT, Séparation et liquéfaction des gaz**, Techniques de l'Ingénieur, Article J 3600, 1995.
- [9]. **B. Fischer, G. Ferschneider, Procédés de regazéification**, Techniques de l'Ingénieur, Article J 3601, 2010.
- [10]. **T. Keto, E. A. M. Mfumukan**, Interprétation des cartes d'anomalies gravimétriques et contribution à l'étude structurale d'un bassin sédimentaire présentant un intérêt pétrolier majeur : Cas du sous-bassin de Busira dans la Cuvette Centrale de la RDC, International Journal of Innovation and Applied Studies ISSN 2028-9324 Vol. 24 No. 1 Aug. 2018.
- [11]. **M. H. Sellami**, cours procédé de traitement du gaz naturel ; 1ere année Master en Ingénierie du Gaz Naturel, l'université Kasdi Merbah de Ouargla **MGN 24**.

- [12]. **O. Melouah**, cours découverte 3^{ème} année LMD géologie pétrolière, l'université Kasdi Merbah de Ouargla, **2013**.
- [13]. **Harche**, Cours Introduction au Raffinage et à la Pétrochimie ; 2emeAnnée Licence GP, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, **2016**.
- [14]. **S. Bousba**, cours : 2 EXPLORATION (PROSPECTION) PÉTROLIÈRE; 1ère Année Licence Raffinage &Pétrochimie, l'université 20 Aout 1955 Skikda, **2012**.
- [15]. **B. AMANA et J.-L. LEMAIRE**, Thermodynamique : Liquéfaction d'un gaz, Licence 3 de physique, Université de Cergy-Pontoise.
- [16]. **Z. HADID**, Gazéification du GNL par cycle de Brayton associé à une boucle caloportrice et une pompe à chaleur, Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, **2012**.
- [17]. **K. MILOUDI**, Modélisation du Comportement d'une Cuve de Méthanier sous la Pression Hydrodynamique, mémoire de magister université d'Oran, **2012**.
- [18]. **I. S. NOBA**, Modélisation et simulation numérique du comportement de chargement de gaz naturel liquéfié dans une cuve de méthanier, thèse de doctorat Université de Lorraine **2018**.
- [19]. **A. MILES**, Optimisation des cycles de liquéfaction du gaz naturel, mémoire de magister université de Constantine, **2009**.
- [20]. **S. BESSAM**, Etude des propriétés thermodynamiques structurales et de transport du méthane liquide et des mélanges d'hydrocarbures par dynamique moléculaire de corps flexibles, mémoire de magister université d'Oran, **2008**.
- [21]. **S. BENHAMDI ; F.Z. BELMEKKI**, Dimensionnement d'une nouvelle ligne de récupération des gaz torchés au niveau du complexe GL1/Z. mémoire de master université de Mostaganem, **2009**.
- [22]. **M. Viel**, Développement de composites bio-sourcés destinés à l'isolation des bâtiments, thèse de doctorat Université de Rennes, **2018**.

Annexes

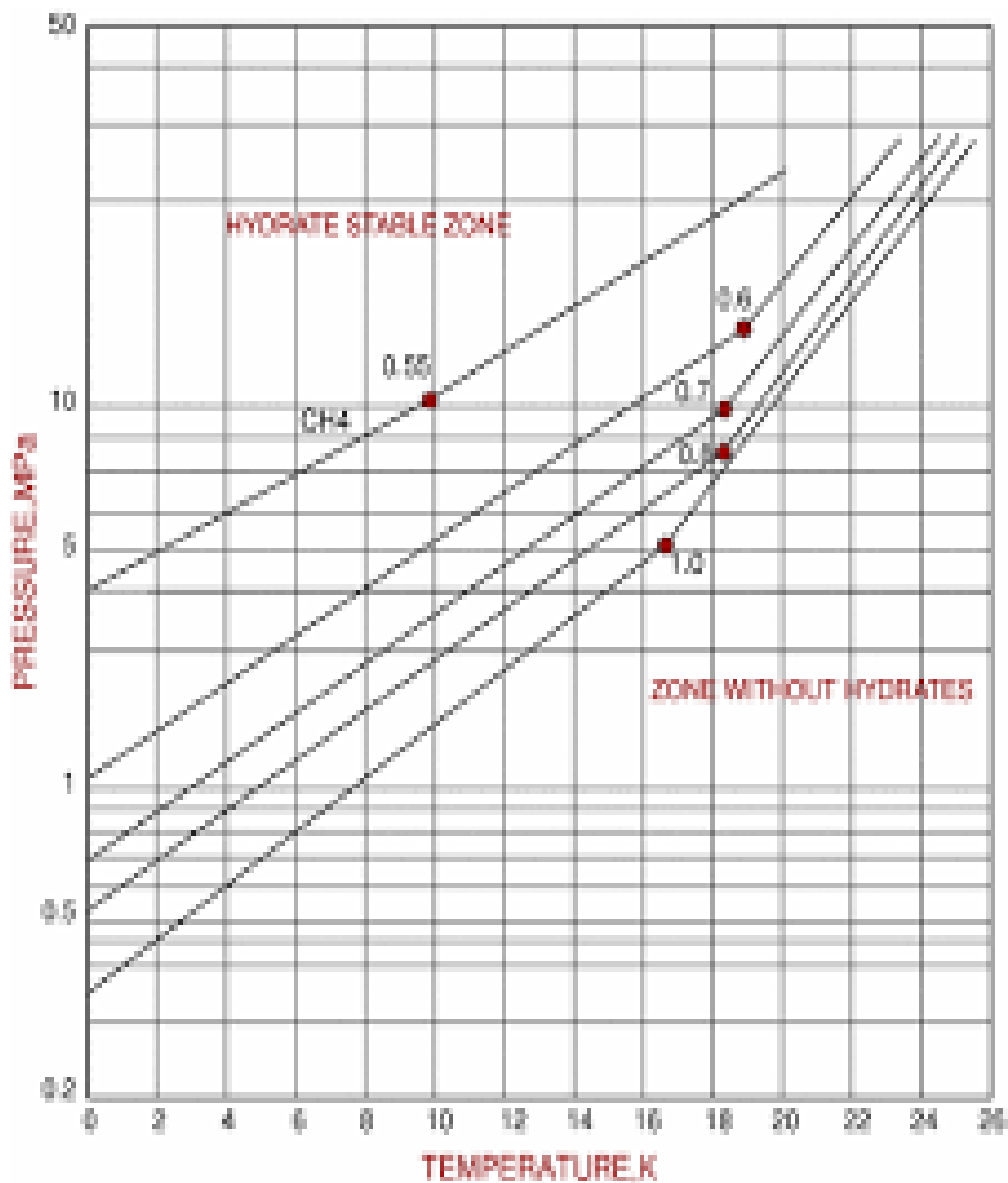
Tableau 2 – Constantes physiques des principaux éléments constitutifs des gaz naturels (1)

Éléments	Formule	Masse moléculaire	Grandeurs critiques		Température d'ébullition (°C)	Densité par rapport à l'air (état idéal à 1,013 25 bar)	Masse volumique (état réel à 1,013 25 bar et 273,15 K) (kg · m ⁻³)	Facteur de compressibilité Z_i (à 1,013 25 bar et 273,15 K)	Pouvoirs calorifiques molaires (à 1,013 25 bar et 273,15 K)	
			Pression (bar)	Température (K)					$\Delta_i H_i^0$ (kJ · mol ⁻¹)	$\Delta_s H_i^0$ (kJ · mol ⁻¹)
Méthane	CH ₄	16,043	46,04	190,55	- 161,52	0,553 9	0,717 4	0,997 6	802,56	892,70
Éthane	C ₂ H ₆	30,069	48,80	305,43	- 88,58	1,038 2	1,355 1	0,990 0	1 428,35	1 563,55
Propane	C ₃ H ₈	44,096	42,50	369,82	- 42,07	1,522 5	2,010 0	0,978 8	2 044,64	2 224,86
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58,123	37,97	425,16	- 0,49	2,006 8	2,709 1	0,957 2	2 657,74	2 883,04
Isobutane	C ₄ H ₁₀	58,123	36,48	408,13	- 11,81	2,006 8	2,706 0	0,958 3	2 649,42	2 874,70
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72,151	33,69	469,60	36,06	2,491 0	3,505 0	0,918 4	3 272,95	3 543,30
Isopentane	C ₅ H ₁₂	72,151	33,81	460,39	27,84	2,491 0	3,435 4	0,937 0	3 264,94	3 535,30
Néopentane (2)	C ₅ H ₁₂	72,151	31,99	433,75	9,50	2,491 0	3,413 6	0,943 0	3 253,40	3 523,75
Dioxyde de carbone	CO ₂	44,010	73,82	304,19	- 78,51	1,519 5	1,978 3	0,992 5	0	0
Azote	N ₂	28,013	33,99	126,10	- 195,80	0,967 2	1,250 4	0,999 5	0	0

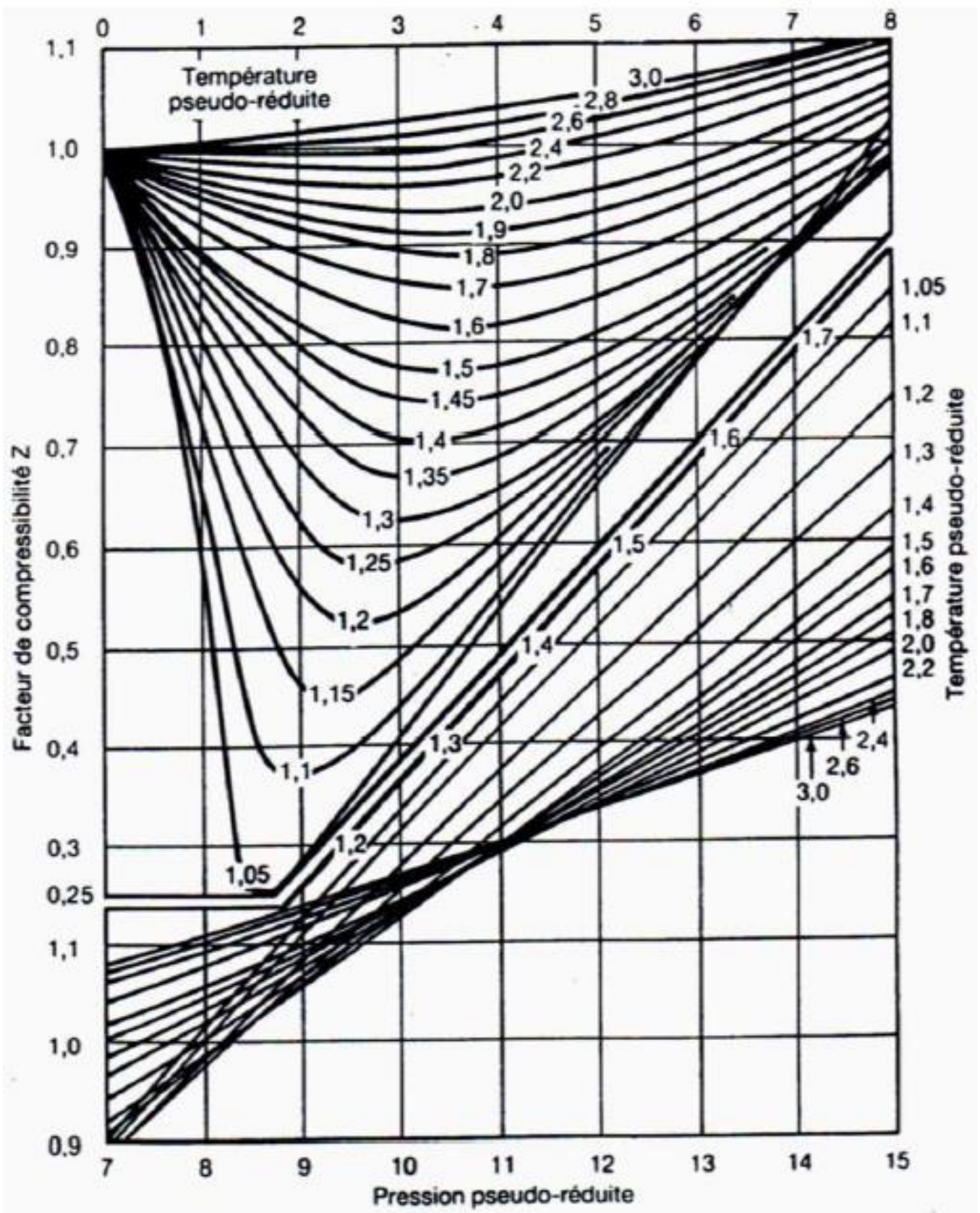
(1) Valeurs retenues en 1983 par l'Association Technique de l'Industrie du Gaz en France.

(2) Néopentane = (CH₃)₄C.

Annexe.1. Constantes physiques des principaux éléments constitutifs des gaz naturels



Annexe.2. Température de formation d'hydrates en fonction de la densité (ρ) du gaz et de la pression (courbes de Katz)



Annexe.3. Facteur de compressibilité Z des gaz naturels, d'après Katz