

## **I. Le gaz naturel :**

### **1. Généralités sur le gaz naturel :**

#### **1.1. Introduction :**

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

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane ( $\text{CH}_4$ ). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure. [1]

#### **1.2. Qu'est-ce que le gaz naturel ?**

Le gaz naturel est un hydrocarbure formant une classe de composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène. Le pétrole brut naturel et le charbon en font partie.

A l'état brut (avant traitement), le gaz naturel se compose principalement de méthane ; il peut contenir également, en quantités variables, de l'éthane, du propane, du butane et du pentane (souvent désignés collectivement sous le nom de (liquides du gaz naturel "LGN"). On y trouve parfois des constituants non énergétiques comme l'azote, le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène et l'eau. Le gaz naturel est débarrassé de la plupart des LGN et de tous les constituants non énergétiques, dans des usines de traitement, avant d'être mis sur le marché.

Le "méthane houiller" (MH) est une forme presque pure du gaz naturel (méthane) qui se trouve dans des gisements houillers souterrains. Le méthane extrait de filon de charbon, alors que le gaz naturel classique provient d'autres formations géologiques, principalement des grès et des roches carbonatées. Contrairement au gaz naturel brut emprisonné dans des réservoirs souterrains classiques, le MH est généralement un "gaz naturel pauvre et non corrosif", ce qui signifie qu'il contient très peu de LGN ou de constituants non énergétiques. [1,2]

**1.3. Comment le gaz naturel se forme –t-il?**

Le gaz naturel est combustible fossile formé des millions d'années par la décomposition de matière végétale et animale enfouie dans des roches sédimentaires. Sous l'effet de la chaleur et de la pression, cette matière se transforme en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux. [1]

**1.4. Ou trouve –t-on le gaz naturel?**

Le gaz naturel remplit les pores et les fractures de roches sédimentaires par les profondeurs de la terre et des fonds marins. La partie d'une formation sédimentaire qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de "réservoir", "champ" ou "gisement".

Le gaz naturel existe partout dans le monde, seul ou associé à du pétrole brut. IL peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment des grès, des carbonates, des filons couches de charbon et des lits de schistes argileux ou "shales".[2]

**1.5. Comment produit-on le gaz naturel?**

Lorsqu'un puits débouche sur une accumulation de gaz naturel, on y introduit un cuvelage (conduit en acier), autour duquel on injecte du ciment pour sceller les formations et les isoler les unes des autres. Le cuvelage est ensuite perforé à la hauteur de la zone de production. On y insère un tube de production en acier relié à des vannes et à des canalisations situées en surface. On peut ensuite produire le gaz naturel par le tube dans le puits. Puisque le gaz naturel dans les réservoirs est sous haute pression, sa pression diminuant, le gaz naturel souterrain prend de l'expansion, s'introduit dans les perforations du cuvelage et remonte à la surface par le tube de production, sans l'aide de compresseurs ou de pompes. Une fois à la surface, il faut le traiter pour le débarrasser de l'eau et des impuretés.

**1.6. En quoi consiste le traitement du gaz naturel?**

Le gaz naturel brut se compose principalement de méthane, mais il peut également contenir des LGN et des impuretés. Les LGN sont séparés du gaz naturel soit dans des installations de traitement construites à proximité du gisement, soit dans des usines dites "de chevauchement" situées le long d'un réseau pipeline. Ces sous-produits, une fois enlevés, sont employés à un certain nombre d'usages. Par exemple, le propane peut servir à la cuisson sur le grill.

**1.7. Qu'est-ce que les hydrate de gaz naturel ?**

A des concentrations suffisantes et dans des conditions de basse température et de haute pression, le méthane peut se combiner à l'eau pour former une matière qui ressemble à de la glace mais qui contient en fait molécules de gaz naturel encapsulées dans un réseau de molécules cristallisées. [2]

**1.8. Comment le gaz naturel est-il transporté?**

Le gaz naturel est transporté principalement au moyen d'un vaste réseau de canalisations en acier sous haute pression. Une fois extrait du sous-sol, le gaz naturel est transporté par des pipelines de collecte jusqu'à l'usine de traitement. Après le traitement, on l'introduit dans des gazoducs en acier de grand diamètre, qui l'acheminent sous haute pression aux grands consommateurs industriels ou aux entreprises de distribution locales. Celles-ci décompressent le gaz, y ajoutent un agent odorants pour faciliter la détection des fuites, puis le livrent dans les maisons et les entreprises par des canalisations basse pression de plus faible diamètre. [1]

Le gaz naturel peut aussi être expédié outre mer à l'état liquide. Il se liquéfie à une température de  $-160^{\circ}\text{C}$  ( $-256^{\circ}\text{F}$ ) à la pression atmosphérique. Le gaz naturel liquéfié, ou GNL, est simplement du gaz naturel à l'état liquide. Comme il occupe un volume 600 fois plus petit, il est possible d'en transporter de grandes quantités sur de longues distances dans des navires spécialement conçus à cet effet : les méthaniers. Une fois parvenu à destination (c'est-à-dire au terminal de réception ou d'importation), le GNL est regazéifié par chauffage, puis expédié par pipeline aux utilisateurs.

**2. Contrôle de la qualité du gaz naturel : [3]**

Le gaz naturel doit correspondre à des exigences de qualité pour être transporté, distribué et utilisé dans les meilleures conditions de sécurité des personnes et des ouvrages, la continuité des services et d'optimisation des performances chez l'utilisateur.

**2.1. Critères de qualité :****2.1.1. Concernant le transport et la distribution du gaz****a. Le point de rosée « eau » :**

Le point de rosée « eau » est la température à laquelle se produit le début du changement de phases pour une température donnée. C'est une fonction croissante de la pression et de la teneur en eau dans le gaz. Cette variable est utilisée pour apprécier les risques associés à la présence d'eau. Cette dernière peut se condenser ou former de la glace ou des hydrates.

**b- La teneur en H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>**

Ces impuretés provoquent une corrosion acide de l'acier et du cuivre, en cas de condensation aqueuse, H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> existants naturellement dans certains gaz. On limite leur concentration dans le gaz pour rendre la corrosion négligeable.

**2.1.2. Concernant l'utilisation****a- Les teneurs en produits odorants**

Les risques liés aux fuites de gaz exigent que celles-ci soient détectables, certains gaz naturels contiennent des Mercaptans « R-SH » qui sont des odorants naturels. Les gaz naturels dont le niveau d'odeur naturel est nul ou insuffisant doivent subir une odorisation complémentaire, et on utilise généralement le « TETRAHYDROTHIOPHENE »THT. Ces derniers sont nécessaires pour la sécurité de l'utilisateur.

**b- La teneur en Oxyde de Carbone**

La présence du « CO » peut entraîner des effets physiologiques très graves, mais aussi la formation de métaux carbonyles en présence de métaux tels que le fer, nickel présent dans les réservoirs souterrains.

**c- La teneur en Soufre total**

Elle doit être limitée pour minimiser les émissions d'oxydes de soufre dans l'atmosphère et pour éviter les condensations acides des produits de combustion.

### **3. Gaz naturel dans le monde :**

#### **3.1. Réserves de gaz :**

La comparaison des taux d'épuisement des ressources d'hydrocarbures constate que le gaz naturel est une ressource énergétique relativement peu exploitée par rapport au pétrole brute.

En **janvier 2004** les réserves totales de gaz dans le monde sont estimées à **202.404 Gm<sup>3</sup>** plus de **2,2%** par rapport à l'année de **2000** dont **146.800 Gm<sup>3</sup>** de réserves récupérables prouvées. Les réserves prouvées de gaz représentent, en équivalent énergétique, plus de **95 %** des réserves prouvées de pétrole brut. [6]

La plus forte part (**40%**) des réserves totales se trouve en Europe de l'Est, Asie du Nord. En ce qui concerne les réserves prouvées, elles se situent pour **38%** en Europe de l'Est, Asie du Nord et **31%** au Proche-Orient, les parts des autres régions étant toutes inférieures à **10%**.

Par comparaison avec le pétrole brut, dont les deux tiers des réserves prouvées se trouvent au Proche-Orient, le gaz naturel représente une diversification géographique des sources d'énergie dans le monde.

Après trois années de production, les réserves estimées ont encore augmenté de **4%** rapport à celles du **janvier 1999**. L'augmentation est particulièrement importante dans les régions d'Europe de l'Est, Asie du Nord et d'Amérique du Nord.

Cette augmentation suit et confirme celle de **22%** constatée en **1996** et **1999** et tient en grande partie à l'impact des nouvelles technologies sur le niveau de récupération des réserves avec des prix des énergies quasiment stables : l'essentiel de l'évolution est dû à de nouvelles estimations des ressources des champs de gaz déjà connus. [6]

#### **3.2. Durée de vie des réserves gazières :**

La durée de vie (rapport des réserves à la production d'une année donnée) des réserves totales mondiales de gaz est actuellement de **187 ans**. Elle est de **68 ans** sur la base des seules réserves prouvées, chiffre sensiblement supérieur à celui de **45 ans** pour le pétrole. Selon le scénario, la durée de vie des réserves totales connues sera comprise entre **99** et **124 ans** en **2010** après déduction des quantités consommées d'ici là. [7]

Les réserves mondiales de gaz sont donc abondantes; leur accroissement a couvert deux fois la production intervenue ces trois dernières années. Elles permettront de fournir les quantités de gaz nécessaires durant le siècle prochain et au-delà.

### 3.3. Production mondiale du gaz naturel :

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (commutons des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de **50%** à la production annuelle est très frappante. Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes liés au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA. Les principaux producteurs sont proches des grandes marches consommateurs : Canada (USA) Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie.

L'offre mondiale croît rapidement pour se situer dans l'intervalle **2520-2890 Gm<sup>3</sup>/an** en **2000**, puis dans l'intervalle **2960-3640 Gm<sup>3</sup>/an** en **2010**. Cette croissance se ralentit ensuite dans les deux scénarios, le niveau d'offre potentielle en **2030** étant compris entre **3110** et **4130 Gm<sup>3</sup>/an**. [6,7]

La répartition géographique de l'offre potentielle est présentée dans les tableaux.I.1 et I.2 [7]

**Tableau.I.1. Offre potentielle de gaz - Scénario haut (en.Gm<sup>3</sup>) [7]**

Unité : Gm <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Réalisé	Potentiel			
Année	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	82	136	199	229	230
Asie Centrale & de l'Est	77	142	187	224	255
Asie du Sud Est & Océanie	125	180	219	269	305
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	984	1289	1397	1400
Proche-Orient	143	242	373	476	552
Amérique du Nord	714	746	880	943	1026
Amérique du Sud	75	117	163	181	199
Europe Centrale & Occidentale	250	344	330	269	166
Monde	2,164	2,891	3,640	3,988	4,133

Tableau.I.2. Offre potentielle de gaz - Scénario de référence (en Gm<sup>3</sup>) [7]

Unité : Gm <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Réalisé	Potentiel			
Année	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	82	134	168	189	192
Asie Centrale & de l'Est	77	116	142	155	165
Asie du Sud Est & Océanie	125	171	200	204	210
Europe de l'Est - Asie du Nord	698	714	893	947	950
Proche-Orient	143	232	331	408	464
Amérique du Nord	714	734	801	833	854
Amérique du Sud	75	101	131	149	155
Europe Centrale & Occidentale	250	318	290	203	117
Monde	2,164	2,520	2,956	3,088	3,107

L'offre potentielle augmente régulièrement en toutes régions, sauf en Europe Centrale & Occidentale où elle commence à décliner lentement après l'an **2000**. Cette baisse n'est significative qu'après **2010** ce qui est une évolution favorable par rapport au précédent rapport où la chute entre **2000** et **2010** fût assez rapide. On notera en outre que des réserves importantes se trouvent à des distances de transport moyennes dans les régions environnant l'Europe Centrale & Occidentale. Les prévisions relatives à l'offre enregistrent des variations mineures comparées à celles des études précédentes. [7]

### **3.4. Demande mondiale en gaz naturel :**

#### **3.4.1. Demande actuelle de gaz :**

Entre **1985** et **1995**, la demande mondiale d'énergie a augmenté à un rythme moyen de **1,6 %** par an pour atteindre **338 EJ**. Durant la même période, la croissance a été de **2,2%** par an pour le gaz naturel dont la consommation a atteint **2120 Gm<sup>3</sup> (78 EJ)** en **1996**, soit presque **23 %** de la demande d'énergie. Cette croissance de la demande de gaz est proche des prévisions à court terme des études réalisées au triennat précédent. Elle est observée en toutes régions, sauf toutefois en Europe de l'Est Asie du Nord où une diminution importante a été enregistrée durant le dernier triennat. [7]

#### **3.4.2. Demande potentielle d'énergie et de gaz :**

La consommation mondiale d'énergie continuera de croître pour atteindre **475 EJ** en **2010** et **680 EJ** vers **2030**, soit plus de deux fois le niveau actuel. La croissance sera modérée dans les pays développés qui continueront à investir pour améliorer l'efficacité des usages de l'énergie. Au contraire, une forte augmentation est attendue dans les nouveaux pays industrialisés et les pays en voie de développement, en particulier en Asie et en Afrique, en raison de la croissance de la population et de l'implantation d'activités grosses consommatrices d'énergie aujourd'hui localisées dans les pays développés.

Le scénario de référence pour la demande potentielle de gaz se place dans ce contexte. Selon ce scénario, la demande mondiale atteindra **2550 Gm<sup>3</sup> (93 EJ)** en **2000**, **3200 Gm<sup>3</sup> (117 EJ)** en **2010** et **4100 Gm<sup>3</sup> (150 EJ)** en **2030**. [6,7]

La part du gaz dans la demande mondiale d'énergie dépassera **24 %** en **2010**.

Les estimations sont très proches des prévisions de l'étude précédente pour l'an **2000**. Elles sont par contre plus optimistes pour le long terme (supérieures à **10%** en **2030**).

L'Amérique du Nord, l'Europe et l'Asie du Nord resteront les principaux marchés gaziers, mais la demande de gaz croîtra plus modérément dans ces régions que dans d'autres.

Le gaz sera néanmoins l'énergie ayant la plus forte croissance dans ces régions avec de nouvelles perspectives notamment dans les domaines de la production d'électricité et du transport (**GNV**). Dans tous les secteurs de consommation, le gaz naturel contribuera à l'amélioration de l'environnement.



C'est dans les autres régions du monde, et en particulier dans les régions Afrique, Asie Centrale & de l'Est et Proche-Orient que les taux de croissance les plus élevés seront observés.

Ces régions verront leur part dans la demande mondiale de gaz passer de **16 %** aujourd'hui à **26 %** en **2030**. Ces prévisions sont en évolution par rapport à celles de **1994**.

La croissance attendue en Europe Centrale & Occidentale est légèrement plus modérée alors qu'elle est au contraire revue nettement à la hausse au Proche-Orient, en Asie Centrale & de l'Est. [7]

**Tableau.I.3. Demande mondiale de gaz par région (Cas de base). [7]**

Unité : Gm <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Réalisé	Potentiel				
Année	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	68	105	145	177
Asie Centrale & de l'Est	139	145	233	342	441	526
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	103	132	157	185
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	614	740	812	883
Proche-Orient	128	144	203	278	337	388
Amérique du Nord	698	727	760	899	980	1,082
Amérique du Sud	68	75	99	134	164	197
Europe Centrale & Occidentale	356	384	467	560	614	650
Monde	2,048	2,120	2,547	3,190	3,650	4,088

Tableau.I.4. Demande mondiale de gaz par région (Scénario Alternatif). [7]

Unité : Gm <sup>3</sup> (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	Réalisé	Potentiel/TD>				
Année	1994	1995	2000	2010	2020	2030
Afrique	43	49	64	98	138	168
Asie Centrale & de l'Est	139	145	201	265	322	373
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	89	103	115	131
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	570	652	685	720
Proche-Orient	128	144	191	247	283	313
Amérique du Nord	698	727	730	755	773	784
Amérique du Sud	68	75	96	121	141	163
Europe Centrale & Occidentale	356	384	437	494	524	543
Monde	2,048	2,120	2,378	2,735	2,981	3,195

La sensibilité de ces prévisions au jeu d'hypothèses est importante.

En Amérique du Nord notamment, l'hypothèse d'une croissance économique réduite pèse fortement sur la demande d'énergie; dans ce cas, la consommation de gaz croît très lentement au-dessus du niveau actuel. En Europe de l'Est Asie du Nord, le potentiel du marché gazier est réduit de presque **20%** si l'on suppose que l'évolution économique générale conduira à une stagnation de la production industrielle.

## **4. Le gaz naturel en Algérie :**

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et un important producteur de gaz au niveau mondial

A la fin de **1953**, plusieurs campagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en **1956**. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser les viciés des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février **1961** deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi- R'Mel à Arzew, le condensât était évacué à Haoudh El Hamra via l'oléoduc «N°8 ».

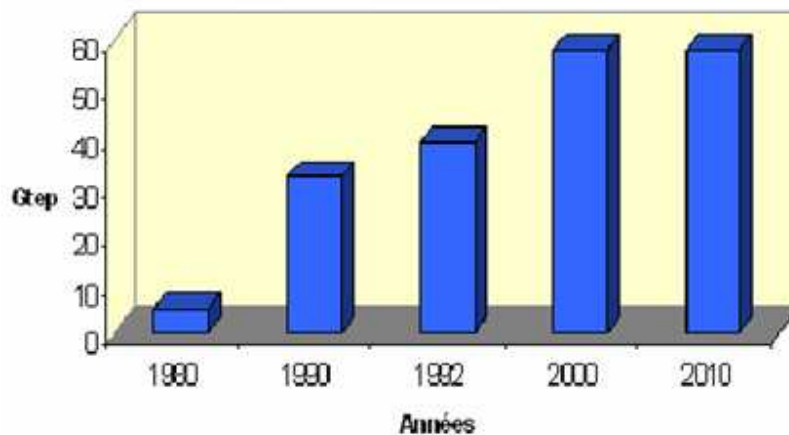
Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement. De **1961 à 1971**, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m<sup>3</sup> et celle du condensât passe de **126 000 à 623 000 tonnes**. De **1971 à 1974** : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ. En **1974**, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de **300.10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/j**. Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre **1971 et 1974**. [7]

Depuis **1980**, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.). Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie. [2]

### **4.1. Richesse Algérienne en gaz naturel :**

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité en l'an **2002**. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant **10%** environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra **80 milliards m<sup>3</sup>** de production (voir figure-1). Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.



**Figure.I.1. production du gaz naturel en Algérie. [7]**

#### **4.2. Les réserves gazières en Algérie :**

En **janvier 2003** les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à **4,077.10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>**. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Ilizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement **51%** et **50%**. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin de Oued Mya où ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en **2002**, ainsi que les bassins de Timimoun et Hassi Messaoud (voir figure-2)

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de **7Milliards** de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées. [7]

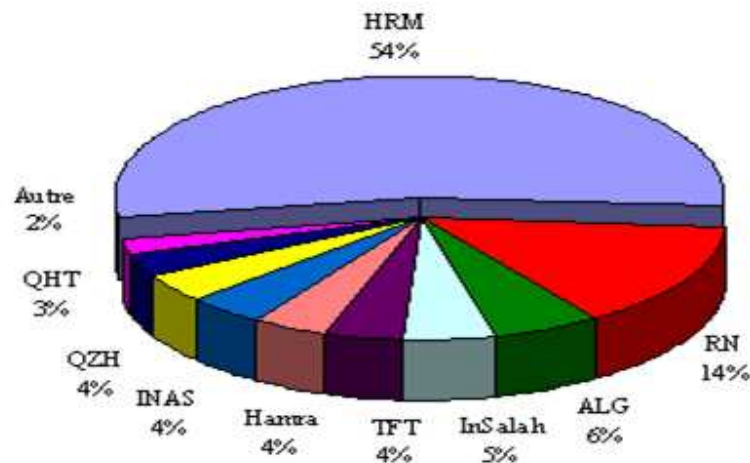


figure I.2. la repartition des reserves gazières en Algérie. [7]

## 5. Caractéristiques du gaz naturel :

Au stade final de son exploitation le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes :

### 5.a. Densité :

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de température et de pression. Comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir au moyen de sa composition chimique en utilisant la relation : [1]

$$\text{DENSITE DU GAZ} = \text{MASSE MOLECULAIRE} / 28.966$$

### 5.b. Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en joules par mètre cube.

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique : [1,2]

- **Pouvoir calorifique supérieur :**

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustions sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur :**

Il correspond à la combustion, dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur. Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau.

### **5.c. Composition chimique : [3]**

Elle indique la nature des composés hydrocarbures et d'autres constituants du gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fraction volumique ou moléculaire.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploration (extraction des produits liquides).

### **5.d. Compositions du gaz naturel : [5]**

Les différentes compositions du gaz naturel sont dues à la diversité de ses origines, d'ailleurs on peut avoir :

- **Un gaz bactérien :**

Le mode bactérien est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments. Le gaz formé est appelé gaz bactérien ou gaz biochimique.

- **Un gaz thermique :**

Au cours de l'évolution des bassins sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pressions croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés.

- **Un gaz inorganique :**

Le mode inorganique de formation des gaz hydrocarbures reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane.

### **5.e. Types de gaz naturel : [4,5]**

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface.

Ceci conduit à distinguer les cas suivants :

- **Gaz sec** : Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.
- **Gaz humide** : Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.
- **Gaz à condensat** : Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.

**Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase " huile" (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous.

## **6. Traitement du gaz naturel:** [2,4]

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

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

Les principaux traitements qui sont effectués sont :

- Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté
- Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :
  - Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
  - Gaz du pétrole liquéfier (GPL).
  - Gaz naturel liquéfier (GNL).
  - Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

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

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

- L'hydrogène sulfuré  $\text{H}_2\text{S}$  : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$  : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

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

La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à  $0^\circ\text{C}$  pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans laquelle doit se situer le pouvoir calorifique.

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant :

**Tableau.I.5. spécifications typiques pour un gaz commercial [4]**

<b>PCS</b>	<b>39100 à 39500 (KJ/m<sup>3</sup>)</b>
<b>Point de Rosée HC</b>	<b>Inférieur à <math>-6^\circ\text{C}</math>.</b>
<b>Teneur en eau</b>	<b>Inférieur à 150ppm Vol.</b>
<b>Teneur en <math>\text{C}^+_5</math></b>	<b>Inférieur à 0,5% mol.</b>

Compte tenu la différences entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane et butane) et éventuellement l'éthane.



Lorsqu'il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément, dans certains cas particuliers une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable, si le gaz naturel en contient. [2]

### **6.1. Les procédés de traitement de gaz :**

Les procédés de traitement de gaz sont multiples et le choix de type de traitement se base sur les critères suivants :

- La Quantité de l'effluent brut.
- Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

#### **6.1.1. Procède PRICHARD :**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par Détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de  $-23^{\circ}\text{C}$ . [2,3]

#### **6.1.2. Procédé HUDSON :**

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée **Turbo-Expander**, qui permet d'atteindre un niveau de température de moins de  $40^{\circ}\text{C}$ . [2,3]

Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

#### **6.1.3. Procèdes mixtes :**

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le **Turbo-Expender**, la **vanne Joule Thomson** et la **Boucle de propane**, ou on atteint les  $(-66^{\circ}\text{C})$ . [2,3]

Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides. Le gaz en provenance des puits producteurs est un mélange (gaz et hydrocarbures liquides) contenant une faible proportion d'eau du gisement.

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

Tous Les procédés de traitement de gaz basent sur quatre étapes essentielles:

### **1- Elimination de l'eau :**

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et ce après un refroidissement à travers des aéroréfrigérants L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol. [2,3]

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénère par distillations dans des unités appropriées puis recyclé de nouveau dans le circuit. Le glycol évite également la formation des hydrates dans les sections à basses températures

### **2- Extraction des hydrocarbures liquides :**

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

### **3- La stabilisation et le fractionnement :**

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

- **La stabilisation :**

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

- **Le fractionnement :**

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

### **4-Recompression des gaz moyenne pression :**

Les gaz des séparateurs à moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela ils sont récupérés puis recomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz.

## **6.2. Techniques de réinjections de gaz :**

### **6.2.1. Objectif de la réinjections :**

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

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

### **6.2.2. Principe de réinjections :**

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle de gisement. Ceci revient à fournir une certaine anergie au gaz à réinjecter en le comprimant à **350 bars**. Ce transfert d'énergie est réalisé par des compresseurs centrifuges tournants à une vitesse de **10000 trs/mn**, et entraînés par des turbines à gaz d'une puissance unitaire de **33500 CV**. [5]

Cette compression est réalisée en deux étapes :

- Compression du gaz sec à **150 bars**, par des compresseurs à basses pressions avec refroidissement à travers des aéroréfrigérants et séparation dans des ballons pour éventuelle récupération des liquides.
- Compression du gaz à **350 bars** par des compresseurs de hautes pressions avec refroidissement final à travers des aéroréfrigérants avant son acheminement vers les puits injecteurs. [3]

## **7. Produits finis de traitement de gaz naturel:**

### **7.1. Gaz sec :**

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide, dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentants la condition dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine biphasique. [4,5]

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide, ceci reste applicable lorsque la pression décroît dans le réservoir avec le temps. Pendant l'exploitation du gisement, cette

situation implique un domaine biphasique relativement étroit, le gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

Caractéristiques de gaz sec :

- Pouvoir calorifique supérieur PCS : 9350 à 9450 Kcal / m<sup>3</sup>.
- Teneur en C<sub>5</sub><sup>+</sup> : ≤ 0.5 % molaire.
- Teneur en eau : ≤ 50ppm.
- Point de rosée : -5 °C à une pression de 75 Kg / cm<sup>2</sup>.
- Densité : 0.66

## **7.2. Gaz pétrole liquéfié GPL :**

Le gaz du pétrole liquéfié est un mélange gazeux composé essentiellement du butane et du propane à la température ambiante et à la pression atmosphérique, mais il peut demeurer à l'état liquide sous des pressions relativement basses, ceci présente l'intérêt de stocker une importante quantité d'énergie dans un volume réduit, ce qui permet de le transporter plus facilement que les gaz non condensables (méthane, éthane) qui exigent des pressions très élevées. [6]

Le GPL est facile à commercialiser dans des bouteilles en aciers, et se gazifie au moment de son utilisation.

La composition chimique du GPL est variable selon les normes et ses utilisations dans différents pays, il peut contenir le propylène, butène, une faible quantité de méthane, éthylène, pentane et exceptionnellement les hydrocarbures butadiène, et acétylène.

- GPL de pourcentage (50% propane, et 50% butane) selon la norme EN58.
- Selon les besoins des pays (50%, et 50% en France, et 95%, 5% aux états unies d'Amérique).

Le GPL est également utilisé comme carburant efficace pour les véhicules et dans différents domaines tels que, la production électrique et la climatisation...etc.

## **7.3. Le condensât :**

### **7.3.1. Définition :**

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de l'iso pentane jusqu'au dodécane et plus généralement extrait des gisements de gaz à condensât, il est sous forme liquide dans les conditions normales de pression et température.

**7.3.2 Caractéristiques : [3,6]**

Les principales caractéristiques physiques du condensât sont comme suit :

- ◇ **Aspect** : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- ◇ **Poids spécifique** : Le poids spécifique du condensât est compris entre 0.7 et 0.8
- ◇ **Point d'éclair** : Son point d'éclair est inférieur à - 40°C.
- ◇ **Limites d'inflammabilités** :

Il est très inflammable, car il a un point d'éclair  $< 0$ .

Ses limites d'inflammabilités sont approximativement : 1.4 à 7 % vol (dans l'air).

- ◇ **Densité de vapeur** :

Les vapeurs du condensât sont plus lourdes que l'air, la densité des vapeurs est de 3 à 4 (dans l'air)

**8. Utilisation du gaz naturel, l'importance de ses dérivés :****8.1. Conversion chimique du gaz naturel : [2,5]**

Par conversion chimique, il est possible de transformer le méthane en un produit liquide aux conditions ambiantes, ce produit est généralement un carburant (Essence, kérosène ou gasoil), et facile à transporter et à utiliser.

Pour réaliser une telle opération, il existe plusieurs filières :

A l'heure actuelle, la seule voie pratiquée industriellement est la voie dite indirecte qui passe par la production d'un gaz de synthèse, mélange d'oxyde de carbone et d'hydrogène. A partir de ce mélange et après ajustement de la composition, il existe deux possibilités :

La synthèse directe d'hydrocarbures liquides par la réaction de Fischer et Tropch ;

La synthèse de méthanol ou d'un mélange de méthanol et d'alcools supérieurs qui peuvent être soit incorporée directement dans les carburants, soit convertis dans une deuxième étape en hydrocarbures liquides ou encore en éther.

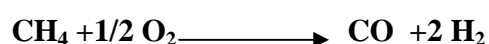
Dès à présent, la voie indirecte permet de produire, en passant par le gaz de synthèse, de grands intermédiaires pétrochimiques : méthanol et d'alcools supérieurs, ammoniacs, urée, etc.

L'utilisation accrue d'éthers, utilisés comme dopes d'octane ou encore de mélanges méthanol, alcools supérieurs dans les carburants pourrait stimuler considérablement ce marché.

## 8.2. Production du gaz de synthèse : [2,3]

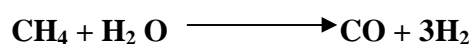
Le gaz de synthèse, mélange d'oxydes de carbone et d'hydrogène est produit par la mise en œuvre de deux procédés de base.

- L'oxydation partielle du méthane selon la réaction exothermique simplifiée



La technique d'oxydation partielle utilise des brûleurs.

- Le reforming à la vapeur selon la réaction exothermique :



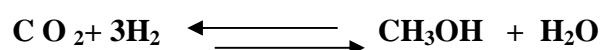
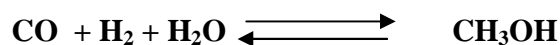
La réaction est opérée à haute température : **950 à 1250 °C**

La principale réaction parasite est la décomposition du méthane, conduisant à la production du noir de carbone.

Le reforming à la vapeur est mené en présence d'un catalyseur, le plus souvent constitué de nickel supporté dispersé sur support en oxyde d'alumine. Un tel catalyseur opère à une température comprise entre **850 et 940°C** en sortant de la zone de réaction, sous une pression de l'ordre de **3MPa**. La réaction est effectuée dans des fours tubulaires.

## 8.3. Production du méthanol : [2,14]

Le méthanol est obtenu à partir de gaz de synthèse constitué par un mélange H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> par les deux réactions suivantes :



La production du méthanol est favorisée par :

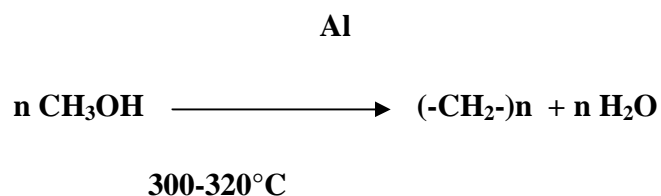
L'augmentation de pression ;

La diminution de température ;

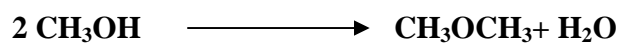
L'accroissement du rapport CO/CO<sub>2</sub> dans le gaz de synthèse.

#### **8.4. La production de l'essence à partir du méthanol : [3 ;15]**

La réaction globale s'écrit :



Il se produit une réaction équilibrée de déshydratation du méthanol :



Conduisant à un éther diméthylique et d'eau.