

ANNEXE A – PRODUCTION DU GAZ NATUREL

Dans cette annexe, nous examinerons en détail les différents procédés de production du gaz naturel, ainsi que les principales méthodes d'extraction et de transformation actuellement utilisées. Cette analyse nous permettra de mieux comprendre les spécificités du gaz naturel, un produit aux caractéristiques particulières, dont la mise en œuvre requiert une expertise technique avancée et présente des défis technologiques majeurs.

1 Extraction fossile

Le gaz naturel issu de l'extraction fossile peut être qualifié de « conventionnel » lorsqu'il peut être extrait de la Terre soit par la pression naturelle, soit par des mécanismes de pompage. Cela s'oppose aux sources de gaz non conventionnelles telles que le gaz de schiste, le gaz de réservoir compact et le méthane des couches de charbon, qui nécessitent des technologies nouvelles pour être exploitées.

1.1 Gaz naturel conventionnel

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % pour le pétrole et 20 % pour le gaz. Parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport.

L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvée au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole.

Le gaz naturel peut être « associé » c'est-à-dire trouvé dans les champs pétroliers ou « non associé » c'est-à-dire directement isolé dans des gisements de gaz naturel. Il contient parfois une quantité significative d'éthane, de propane, de butane et de pentane, des hydrocarbures plus lourds qui sont extraits à des fins commerciales avant que le méthane ne soit vendu comme combustible. Les non-hydrocarbures tels que le dioxyde de carbone, l'azote, l'hélium (rarement) et le sulfure d'hydrogène doivent également être éliminés avant que le gaz naturel puisse être transporté ou liquéfié. Nous détaillerons le procédé plus loin.

1.1.1 Gaz naturel associé

Le gaz associé (ou gaz pétrolier associé), est une forme de gaz naturel que l'on trouve avec les dépôts de pétrole, soit dissous dans le pétrole, soit sous forme de « chapeau gazeux » libre au-dessus du pétrole dans le réservoir.

Historiquement, le GPA était, et peut encore être, un produit de déchet de l'industrie d'extraction du pétrole. Il peut s'agir d'une réserve de gaz isolée en raison de l'emplacement

éloigné du champ pétrolier, soit en mer, soit sur terre. Le gaz est alors simplement évacué ou, de préférence, brûlé dans des torchères.

La figure 2.1 montre une colonne de distillation du pétrole. Le gaz naturel associé correspond donc à la dernière strate (avec butane /propane)

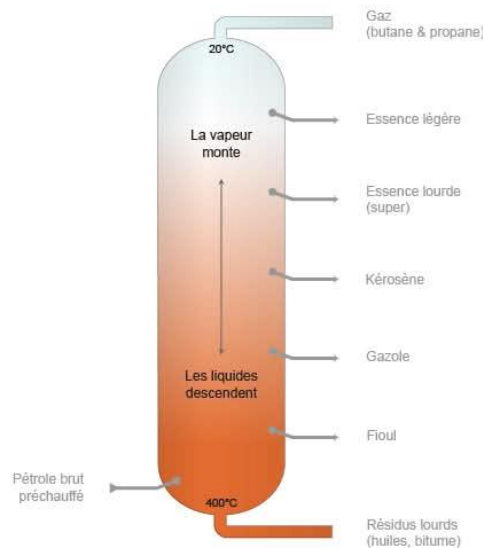


Schéma de fonctionnement d'une tour de distillation de pétrole brut

Source : (*Raffinage pétrolier : fonctionnement et acteurs de raffinerie*, s. d.)

Aujourd'hui avec les impératifs climatiques, celui-ci peut être récupéré et traité pour en faire du GNL. Les quantités obtenues sont cependant moins élevées que dans un gisement de gaz non associé.

1.1.2 Gas naturel non associé

Le gaz naturel provient du même processus géologique de craquage thermique qui transforme le kérogène en pétrole. En conséquence, le pétrole et le gaz naturel se trouvent souvent ensemble.

En général, les sédiments organiques enfouis à des profondeurs de 1 000 m à 6 000 m (à des températures de 60°C à 150°C) génèrent du pétrole, tandis que les sédiments enfouis plus profondément et à des températures plus élevées génèrent du gaz naturel.

Plus la source est profonde, plus le gaz est « sec » (c'est-à-dire que la proportion de condensats dans le gaz est plus faible). Parce que le pétrole et le gaz naturel sont tous deux plus légers que l'eau, ils ont tendance à monter depuis leurs sources jusqu'à ce qu'ils s'infiltreront à la surface ou soient piégés par un piège stratigraphique (couche géologique différentes) non perméable. Ils peuvent être ensuite extraits du piège par forage.

Comme le pétrole, les réserves de gaz naturel se trouvent souvent sous l'eau, dans des champs gaziers offshore. La technologie utilisée pour extraire et transporter le gaz naturel offshore

est différente de celle des champs terrestres. Elle utilise quelques grandes plateformes de forage offshore, en raison des coûts et des difficultés logistiques liées aux opérations en mer.

Une installation flottante de gaz naturel liquéfié (FLNG) est une unité flottante de production, de stockage et de déchargement qui effectue des opérations de GNL pour développer les ressources de gaz naturel offshore. Flottant au-dessus d'un champ de gaz naturel offshore, l'installation FLNG produit, stocke et transfère le GNL (et potentiellement le GPL et les condensats) en mer avant que les navires ne l'expédient vers les marchés. Nous reviendrons sur le système de liquéfaction dans la partie 3.

Après extraction, le gaz naturel sort directement du puits sous l'effet de la pression du réservoir. Suivant la pression, il peut s'écouler naturellement jusqu'à la surface (haute pression). Si la pression est trop basse, des compresseurs peuvent être utilisés pour favoriser l'extraction (basse pression).

Dans les deux cas (associé et non-associé), le gaz extrait provenant des têtes de puits contient généralement divers contaminants et gaz acides qui ne peuvent pas être envoyés directement à l'unité de liquéfaction. Il doit passer par différentes unités de traitement pour éliminer les composants indésirables. Nous reviendrons sur ce point plus loin.

1.2 Gaz naturel non conventionnel

1.2.1 Gaz de houille

Le gaz de houille désigne le gaz piégé dans des veines de charbon. Ce gaz est composé à près de 95% de méthane et peut être exploité dans des réseaux de distribution de gaz après traitement.

En France, le terme de « gaz de houille » a longtemps été employé pour désigner le gaz récupéré lors de la transformation de la houille en coke, procédé principalement destiné à fournir du coke au secteur de la sidérurgie.

En anglais, le méthane présent dans les bassins houillers est appelé différemment selon les conditions dans lesquelles il est récupéré. On distingue :

- **Coal Mine Methane (CMM)** lorsqu'il est capté en cours d'exploitation dans les mines.
- **Abandoned Mine Methane (AMM)** lorsqu'il s'agit de gaz pompé au sein de mines qui ne sont plus exploitées. On le qualifie plus fréquemment en France de « gaz de mine » dans ce contexte.
- **Coal Bed Methane (CBM)** lorsqu'il est récupéré depuis la surface avant le début de l'exploitation d'une mine ou au sein d'un gisement non exploité.

Le CBM est une autre forme de gaz naturel extrait des couches de charbon. Au cours des dernières décennies, il est devenu une source importante d'énergie aux États-Unis, au Canada, en Australie et dans d'autres pays.

Le terme CBM fait référence au méthane absorbé dans la matrice solide du charbon. Il est appelé « gaz doux » en raison de l'absence de sulfure d'hydrogène. Le méthane des couches de charbon se distingue d'un réservoir de gaz classique, comme le grès, car le méthane est stocké dans le charbon par un processus appelé adsorption.

Le méthane se trouve dans un état presque liquide, tapissant l'intérieur des pores du charbon (appelés la matrice). Les fractures ouvertes dans le charbon (appelées les « cleats ») peuvent également contenir du gaz libre ou être saturées d'eau.

Contrairement à aux gaz naturels provenant des gisements conventionnels, le CBM contient très peu d'hydrocarbures plus lourds tels que le propane ou le butane, et aucun condensat de gaz naturel. Il contient souvent jusqu'à quelques pourcentages de dioxyde de carbone.

Le méthane peut être extrait en forant des puits dans la couche de charbon. L'objectif est de diminuer la pression de l'eau en pompant l'eau du puits. La diminution de la pression permet au méthane de se désorber du charbon et de s'écouler sous forme de gaz vers la surface par le puits. Le méthane est ensuite comprimé et acheminé par pipeline vers le marché.

L'objectif est d'éviter d'introduire le méthane dans la ligne d'eau, mais de permettre à celui-ci de remonter le long de la paroi du puits (casing) jusqu'à la station de compression. Si le niveau d'eau est trop bas lors du pompage pour l'assèchement, le méthane peut remonter dans la tubulure et pénétrer dans la ligne d'eau, ce qui peut rendre le puits "gazé".

Bien que le méthane puisse être récupéré dans un séparateur eau-gaz à la surface, le pompage de l'eau et du gaz est inefficace et peut entraîner une usure des pompes et des pannes. La figure suivante schématise le procédé d'extraction.

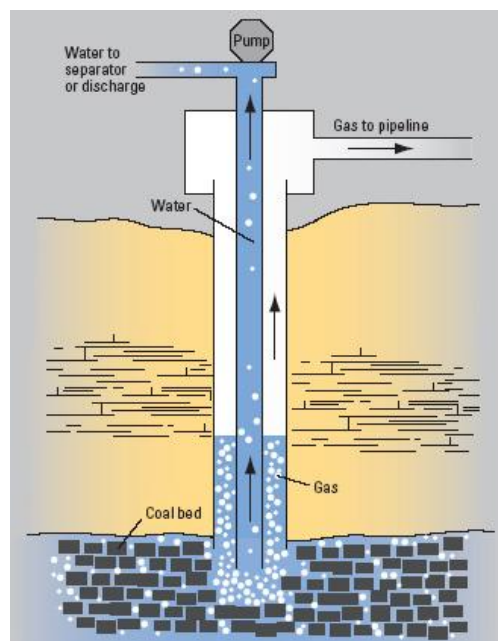


Schéma d'extraction de méthane CBM.

Source : (Coalbed Methane, s. d.)

1.2.2 Gaz de réservoir compact

Le gaz de réservoir compact (*tight gas* en anglais) est un gaz naturel piégé dans une roche à très faible perméabilité, généralement du calcaire ou du grès. Il ne faut pas le confondre avec le gaz de schiste, qui est un gaz naturel emprisonné dans des formations de schiste. Son extraction nécessite une fracturation hydraulique importante. En raison de la faible

perméabilité de la roche (c'est-à-dire que les pores de la pierre sont mal connectés entre eux), le gaz a du mal à circuler à travers elle.

Contrairement aux formations de gaz naturel conventionnelles, il n'est pas facile d'accéder au gaz contenu dans une formation de gaz de réservoir compact. Sans une assistance quelconque, le gaz s'écoulerait dans le puits à un débit extrêmement lent, rendant l'extraction non rentable. En général, le forage vertical n'est pas une option pour ces puits. Le forage horizontal ou directionnel est utilisé pour accéder aux gisements de gaz compact, car ils permettent de suivre la formation rocheuse et d'augmenter les possibilités pour le gaz naturel de pénétrer dans le puits. De plus, plusieurs puits peuvent être forés dans un même gisement afin d'exploiter davantage la formation.

Une fois qu'un puits est foré jusqu'au gisement de gaz compact, une stimulation artificielle peut être utilisée pour favoriser l'écoulement du gaz depuis la roche. La fracturation hydraulique est l'une des principales méthodes employées pour extraire ce gaz. Cette méthode consiste à fracturer la roche en injectant un fluide de fracturation à haute pression dans le puits, ce qui améliore la perméabilité et facilite l'écoulement du gaz.

L'acidification du puit (qui consiste à y injecter des acides pour dissoudre le calcaire et les sédiments) permet également au gaz de circuler plus librement en créant des chemins de passage.

Enfin, la « de-liquéfaction » des puits de gaz compact peut faciliter l'extraction. Dans la plupart des formations de gaz compact, les réservoirs contiennent également de l'eau qui peut s'accumuler et compliquer l'extraction. L'élimination de cette eau en la pompant hors du réservoir simplifie le processus de récupération du gaz.

1.2.3 Gaz de schiste

Les gaz de schistes sont des gisements de type non conventionnel qui se présentent sous la forme d'accumulations continues de gaz naturel réparties sur de larges volumes rocheux s'étendant à une échelle régionale. Le volume de roche est habituellement saturé en hydrocarbures et le contact entre le gaz et l'eau n'est pas un paramètre utile à la définition du gisement. Le gaz exploité dans ce type de gisement est contenu dans une séquence de roche à grains fins qui est dominée par des schistes.

Le gaz naturel est stocké dans la couche de roche de deux façons :

- **Gaz adsorbé** : Le gaz est fixé à la surface des ions ou des molécules.
- **Gaz libre** : Ce gaz est contenu dans la porosité de la matrice (couches de silt ou de grès interlités dans le schiste) et dans le réseau naturel de fractures.

Contrairement aux gisements conventionnels, les gaz de schistes agissent comme source pour la génération de gaz naturel et aussi comme roche réservoir pour le stockage du gaz. L'origine du gaz peut être biogénique (par l'action de bactéries) ou thermogénique.

Ce gaz naturel piégé peut ainsi être récupéré par la technique de fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique est une technique de fracturation des formations géologiques à faible perméabilité par l'injection d'un fluide à haute pression. Cette technique consiste à "fracturer" la roche avec un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques projeté à haute pression afin de libérer les hydrocarbures. Le forage, qui se fait d'abord à la verticale, devient

horizontal là où se trouve le gaz. Après un forage, le mélange mêlé de gaz remonte à la surface. La figure suivante montre un schéma d'une installation d'extraction de gaz de schiste.

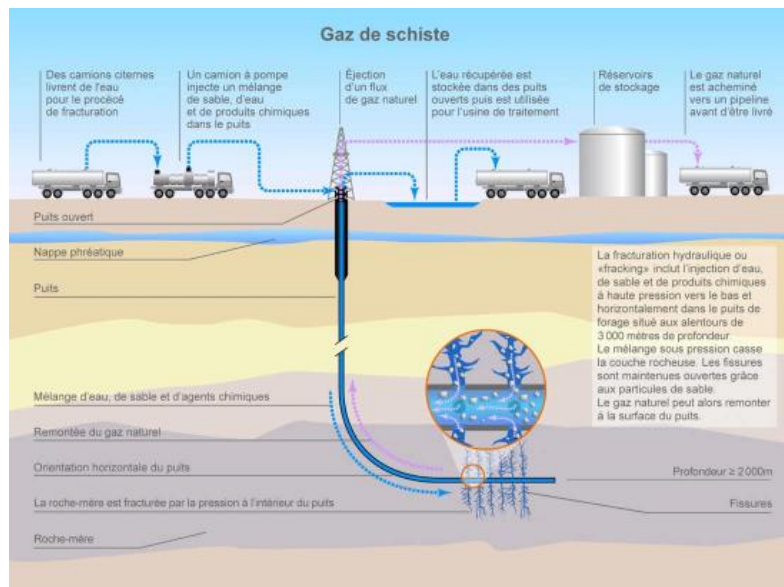


Schéma d'extraction de gaz de schiste.

Source : (Gaz de schiste, 2011)

La figure suivante donne un rapide résumé des positions géologiques des différents type de gisements de gaz.

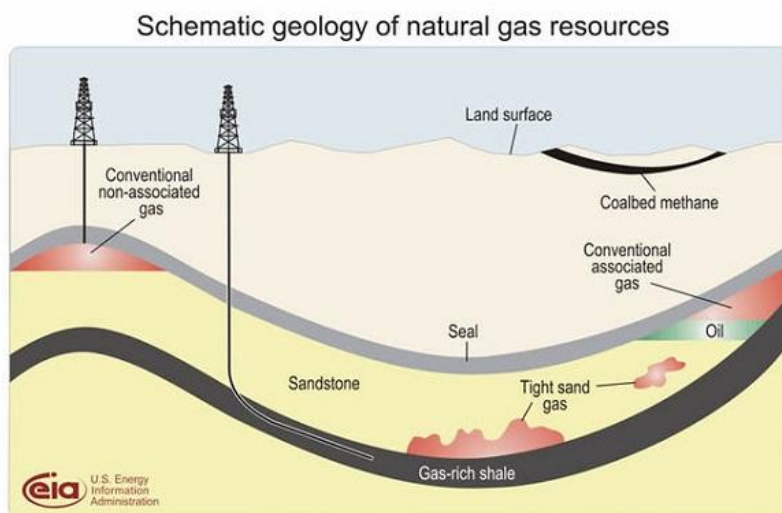


Schéma géologique des ressources en gaz naturels.

Source : (Tight Gas - Energy Education, s. d.)

1.2.4 Hydrates de méthane

Un hydrate de méthane (ou clathrate de méthane) est un clathrate, plus précisément un clathrate hydrate, un cristal organique nanoporeux formé de molécules d'eau et de méthane.

On en trouve dans les sédiments des fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le pergélisol des régions polaires. La formation de ces hydrates constitue l'un des puits de carbone planétaires, mais ils sont très instables quand leur température dépasse un certain seuil.

Les hydrates de méthane sont une source potentielle de gaz naturel présents en grande quantité, surtout en fonds marins, mais sont difficilement exploitables.

A l'échelle moléculaire, un clathrate de méthane est en effet constitué d'une fine « cage » de glace dans laquelle est piégé du méthane a priori issu de la décomposition de matière organique relativement récente (par rapport à celle qui a engendré le pétrole et le gaz naturel) et effectuée par des micro-organismes anaérobies et méthanogènes.

Lors de la production de gaz naturel, d'autres hydrates peuvent se former (d'éthane et de propane). Plus la longueur de la molécule d'hydrocarbure augmente (butane, pentane, etc.), moins les hydrates formés sont stables.

Une fois que les formations d'hydrate de méthane ont été identifiées lors de l'exploration, il existe quatre méthodes principales pour extraire le gaz naturel des gisements d'hydrate de méthane :

- La stimulation thermique
- La dépressurisation
- L'injection de produits chimiques
- La méthode d'échange de gaz

La stimulation thermique d'un gisement d'hydrate de méthane nécessite l'injection d'énergie thermique dans la roche afin d'augmenter localement la température, ce qui provoque la dissociation de l'hydrate et la libération du gaz naturel.

Dans le cas de la dépressurisation, la pression dans le gisement est abaissée jusqu'à franchir la limite de phase, entraînant la dissociation de l'hydrate. Le gaz libre peut alors remonter par le puits et être récupéré en surface à l'aide d'équipements conventionnels.

Actuellement, la dépressurisation est la méthode la plus utilisée pour l'exploitation des hydrates en raison de son efficacité économique et de sa faisabilité pratique, malgré certains inconvénients.

Étant donné que les ressources d'hydrate de méthane de haute qualité, contenues dans des formations sableuses, pourraient être extraites et exploitées à l'aide de techniques déjà utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière, on suppose que la plupart des considérations environnementales liées à la production de gaz naturel à partir d'hydrate de méthane seraient similaires à celles des projets pétroliers et gaziers conventionnels.

Cependant, des études en cours suggèrent que le développement commercial des hydrates de méthane comporte un « mélange de risques », dont certains sont « uniques » à ces hydrates.

Bien que les techniques d'extraction soient largement semblables à celles utilisées pour le pétrole et le gaz traditionnels, les risques potentiels liés à l'extraction et au développement des hydrates de méthane peuvent être considérablement différents.

Cette différence majeure s'explique par la géologie très particulière des hydrates de méthane situés en mer.

Les hydrates de méthane ne se trouvent pas sous des couches géologiques profondes appelées « roches-couvercles », mais sous des lits de boue au fond de la mer. De plus, ces lits de boue ne sont pas plats, mais en pente, ce qui les rend susceptibles de glissements.

Lorsqu'on extrait le méthane contenu dans les hydrates situés sous ces lits de boue, plusieurs scénarios peuvent entraîner la rupture du système de confinement boueux, permettant au méthane de s'échapper de manière incontrôlée.

Cette libération de gaz peut être soit cataclysmique, avec une émission massive de méthane en un court instant, soit progressive, avec des fuites continues de méthane dans la colonne d'eau.

Ces deux types d'émissions présentent divers risques et dangers. Ce qui est propre aux hydrates de méthane, c'est leur localisation sous des boues sous-marines et l'absence de roche-couvercle géologique pour les maintenir en place ; cela contraste fortement avec les gisements de pétrole et de gaz conventionnels, enfouis en profondeur sous des roches de couverture.

Le principal problème environnemental propre à l'extraction du méthane contenu dans les hydrates semble donc être la libération incontrôlée de méthane une fois que ces hydrates sont perturbés.

2 Méthanisation

La méthanisation est un processus biologique de dégradation des matières organiques. Elle est appelée aussi biométhanisation ou digestion anaérobie. La digestion anaérobie est le processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène (anaérobie).

Les polluants organiques sont convertis par des micro-organismes anaérobies en un produit gazeux (dont le méthane) et une boue résiduelle, le digestat, qui ont un potentiel de réutilisation.

La méthanisation se produit naturellement dans certains sédiments, les marais, les rizières, les décharges, ainsi que dans l'appareil digestif de certains animaux, comme les insectes (termites) ou les ruminants. Une partie de la matière organique est dégradée en méthane, et une autre est utilisée par les micro-organismes méthanogènes pour leur croissance et reproduction. La décomposition n'est pas complète et laisse le digestat (en partie comparable à un compost).

La méthanisation peut être mise en œuvre artificiellement dans des méthaniseurs où l'on accélère et entretient le processus pour produire du gaz naturel appelé « biogaz » dans cette situation.

On doit cependant utiliser des intrants (ou matières méthanisables) spécifiques. Les matières méthanisables (ou intrants) sont des matières organiques d'origine animale, végétale, bactérienne ou fongique.

Elles sont principalement issues de déchets agricoles (comme le fumier/ lisier), de l'industrie agro-alimentaire (graisses végétales ou animales, coproduits et sous-produits d'usines), d'assainissement (boues organiques, graisses, produits de vidanges) voire des ménages (déchets verts, ou ordures)

Pour méthaniser certaines matières plus rapidement, une phase de prétraitement est nécessaire, de type broyage, phase de compostage, préparation thermochimique ou enzymatique.

Les produits à méthaniser ne doivent pas contenir de biocides ou de composés susceptibles d'inhiber les réactions biologiques impliquées dans la méthanisation ou d'endommager l'installation.

Un méthaniseur se compose d'un digesteur équipé d'un système de brassage. Le digesteur doit être maintenu à une température constante suffisante (entre 30 et 40 °C) pour permettre la méthanisation optimale. Les résidus obtenus (le digestat) peuvent être utilisé par la suite comme engrais naturel.

Le biogaz obtenu est composé de méthane (50 à 70 %), mais aussi de dioxyde de carbone (CO₂) et de quantités variables de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène (H₂S), voire d'autres composés « contaminants ».

Sa teneur en ces différents éléments, et donc sa valeur énergétique, dépend de la durée et qualité du processus de fermentation, du type d'installation et beaucoup de la nature de la matière fermentescible utilisée (et en particulier de ses proportions en carbone, hydrogène, oxygène et azote ou contaminants indésirables).

Par exemple, une matière fermentescible riche en carbone et hydrogène produit un biogaz contenant jusqu'à 90 % de méthane, alors que de la cellulose plus pauvre produira un biogaz à seulement 55 % de méthane (et 45 % de gaz carbonique).

La figure suivante montre une représentation schématique d'un méthaniseur :

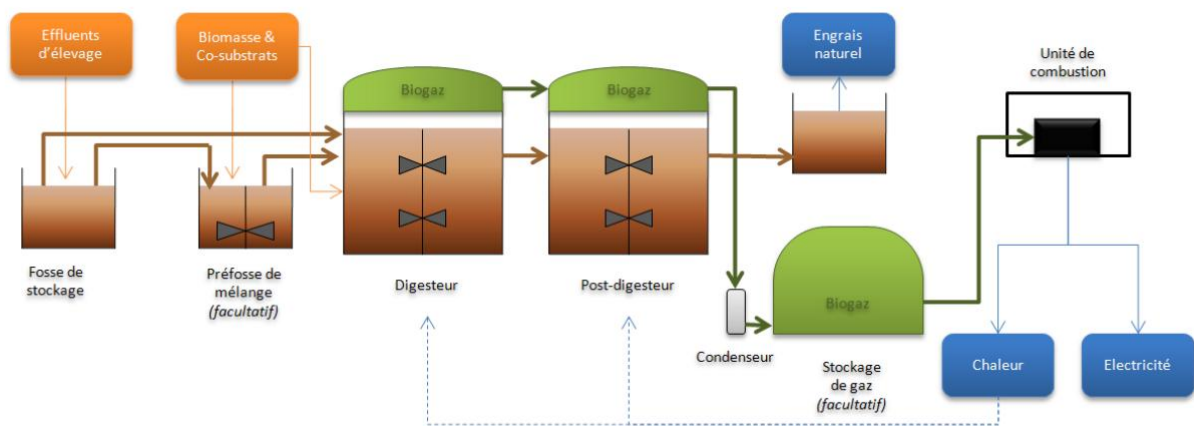


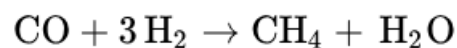
Schéma type d'une installation de méthanisation

Source : (Risques liés aux installations de méthanisation, s. d.)

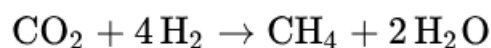
Le biogaz doit cependant être traité en amont avant de pouvoir être utilisé dans le réseau gazier et/ou être conditionné pour le transport en tant que GNL. Nous détaillerons le procédé plus loin.

3 Méthanation

La méthanation est un procédé industriel consistant à faire réagir du dioxyde de carbone (CO₂) ou du monoxyde de carbone (CO) avec du dihydrogène H₂, (communément appelé « hydrogène ») afin de produire du méthane en présence d'un catalyseur. La méthanation permet de convertir le monoxyde de carbone et le dioxyde de carbone en méthane et en eau selon deux réactions :



Cette première réaction est l'inverse du vaporeformage, qui peut être utilisé pour transformer le méthane en gaz de synthèse.



Cette seconde réaction est connue sous le nom de « réaction de Sabatier ».

Pour obtenir un taux de conversion et une sélectivité en méthane élevés, la réaction (très exothermique) a lieu à des températures comprises entre 320 C et 430 C, à une pression de 5 à 15 bars et en présence d'un mécanisme catalytique qui a été très étudié.

Le catalyseur doit diminuer l'énergie de la liaison carbone-oxygène pour casser la molécule de CO₂, qui est très stable. Les catalyseurs actuellement utilisés sont de type acide de Lewis à pression atmosphérique et à une température de 200°C-600°C.

Dans ce système, à moins de 200°C, la conversion devient presque nulle, et à partir de 350°C une réaction secondaire se forme, qui diminue également le rendement de conversion.

Accroître la température de réaction ou celle du catalyseur permettrait de désorber l'eau de la surface du catalyseur mais en conduisant à un dépôt de carbone qui pollue le catalyseur puis l'inactive. D'autres réactions indésirables sont le craquage du méthane ou la décomposition des oxydes de carbone.

Chaque catalyseur a des « poisons » qui dégradent ou annihilent ses fonctions ; par exemple le phosphore, l'arsenic et plus encore le soufre (tout particulièrement s'il est présent sous sa forme H_2S) sont des poisons fréquents du nickel utilisé comme catalyseur.

Des recherches sont en cours pour trouver le catalyseur idéal pouvant fonctionner à pression atmosphérique et à une température peu élevée.

Plusieurs familles de catalyseurs ont été testées dont à base de nickel (ex. : $Ni/\gamma-Al_2O_3$ (« 5Ni-alumine ») ou de type « Rh-CZ », ou à base de nickel supporté sur des oxydes de cérium-zirconium.

La méthanation a besoin d'utiliser de l'hydrogène pour se produire et consommer le CO_2 pour la production de méthane. L'un des principaux problèmes en plus du catalyseur, et la production à bas coût de l'hydrogène. Actuellement, celle-ci peut se faire par électrolyse de l'eau mais cela nécessite une grande quantité d'énergie électrique, actuellement non atteignable avec des énergies renouvelables.

De la même façon, le CO_2 nécessaire pour la réaction doit être éliminé de tous les éléments indésirables présent dans le gaz pouvant réagir avec le catalyseur. Ceci nécessite un système de traitement et de capture de CO_2 additionnel tout aussi coûteux en énergie.

On appelle gaz naturel synthétique (GNS) la production de gaz par méthanation.

4 Traitement du gaz naturel

Nous avons vu qu'il existe plusieurs solutions pour obtenir du méthane par différents moyens. Cependant le gaz naturel « brut » ne peut pas être utilisé tel quel pour le transport ou l'insertion dans les pipelines de gaz.

Suivant l'origine du gaz naturel, un traitement additionnel doit être effectué pour que le gaz puisse être conditionné et éventuellement liquéfié pour le transport.

Le gaz naturel brut quel que soit son origine doit donc être purifié afin de répondre aux normes de qualité spécifiées par les principales compagnies de transport et de distribution par gazoduc.

Ces normes de qualité varient d'un réseau de gazoducs à un autre et dépendent généralement de la conception du système de transport ainsi que des marchés desservis.

Le gaz doit être livré à une température de point de rosée des hydrocarbures spécifiée ou supérieure (en dessous de laquelle certains hydrocarbures présents dans le gaz pourraient se condenser à la pression du gazoduc, formant des poches de liquide pouvant endommager l'infrastructure.

De manière générale, les normes exigent que le gaz naturel soit compris dans une plage spécifique de pouvoir calorifique. Par exemple :

- Aux États-Unis, le gaz doit avoir une valeur calorifique d'environ 1035 ± 5 % BTU par pied cube de gaz à 1 atmosphère et 60 °F (environ 15,6°C) ($41 \text{ MJ} \pm 5$ % par mètre cube à 1 atmosphère et 15,6 °C).
- Au Royaume-Uni, la valeur calorifique brute doit se situer dans une plage de 37,0 à 44,5 MJ/m³ pour pouvoir être injectée dans le National Transmission System (NTS). Le point de rosée des hydrocarbures doit être inférieur à -2 °C pour qu'un gaz soit admis.

L'ajustement du point de rosée des hydrocarbures vise à réduire la concentration d'hydrocarbures lourds afin qu'aucune condensation ne se produise pendant le transport du gaz dans les gazoducs.

Le gaz naturel doit :

- Être exempt de particules solides et d'eau liquide, afin d'éviter l'érosion, la corrosion ou d'autres dommages au gazoduc.
- Être déshydraté de sa vapeur d'eau de manière suffisante pour prévenir la formation d'hydrates de méthane dans l'usine de traitement du gaz ou plus tard dans le gazoduc de transport du gaz commercial.
- Contenir uniquement des traces de certains composants tels que le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone, les mercaptans et l'azote.
- La spécification la plus courante pour le sulfure d'hydrogène (H₂S) est de 0,25 grain par 100 pieds cubes de gaz, soit environ 4 ppm.
- Pour le dioxyde de carbone (CO₂), la limite est généralement fixée à 2 ou 3 % maximum.
- Maintenir la concentration de mercure en dessous des limites détectables environ 0,001 ppb (part per billion en anglais -partie par milliard) en volume, principalement pour éviter d'endommager les équipements dans l'usine de traitement ou dans le réseau de transport, en raison des effets d'amalgame du mercure et de la fragilisation des métaux comme l'aluminium.

Pour chaque type de gaz naturel (fossile, biogaz ou synthétique), différents procédés de traitement sont utilisés.

4.1 Gaz naturel fossile

Le gaz naturel brut issu de puits de forage (de gaz associés ou non associés), est principalement composé de méthane (CH₄) et d'éthane (C₂H₆), les hydrocarbures les plus courts et les plus légers mais il contient également des éléments indésirables, en quantités variables :

- Des hydrocarbures gazeux plus lourds : propane (C₃H₈), butane normal (n-C₄H₁₀), isobutane (i-C₄H₁₀) et pentanes.
- Des hydrocarbures liquides et/ou du pétrole brut.
- Des gaz acides comme le dioxyde de carbone (CO₂), sulfure d'hydrogène (H₂S) et mercaptans tels que le méthanethiol (CH₃SH) et l'éthanethiol (C₂H₅SH).
- D'autres gaz comme de l'azote (N₂) et de l'hélium (He).

- De l'eau sous forme liquide ou vapeur qui peut également contenir des sels dissous et des gaz dissous (comme des acides).
- Du mercure en très petites quantités, principalement sous forme élémentaire, mais également sous forme de chlorures ou d'autres composés.
- Des matériaux radioactifs naturellement présents (NORM) comme du radon.

Le gaz naturel brut est généralement collecté à partir d'un groupe de puits voisins et est d'abord traité dans un séparateur situé au point de collecte afin d'éliminer l'eau libre (liquide) et les condensats de gaz naturel. Les condensats sont généralement transportés vers une raffinerie de pétrole, tandis que l'eau est traitée et éliminée comme une eau usée industrielle.

Le gaz brut est ensuite acheminé vers une usine de traitement du gaz, où la première étape de purification consiste généralement à éliminer les gaz acides (sulfure d'hydrogène et dioxyde de carbone).

Il existe plusieurs procédés pour cette étape, comme le montre la figure ci-dessous, mais historiquement, le traitement aux amines a été le plus utilisé. Cependant, en raison de certaines limites de performance et contraintes environnementales liées au procédé aux amines, une technologie plus récente utilisant des membranes polymères pour séparer le CO_2 et le H_2S du gaz naturel a gagné en popularité. Les membranes sont intéressantes car elles ne consomment aucun réactif.

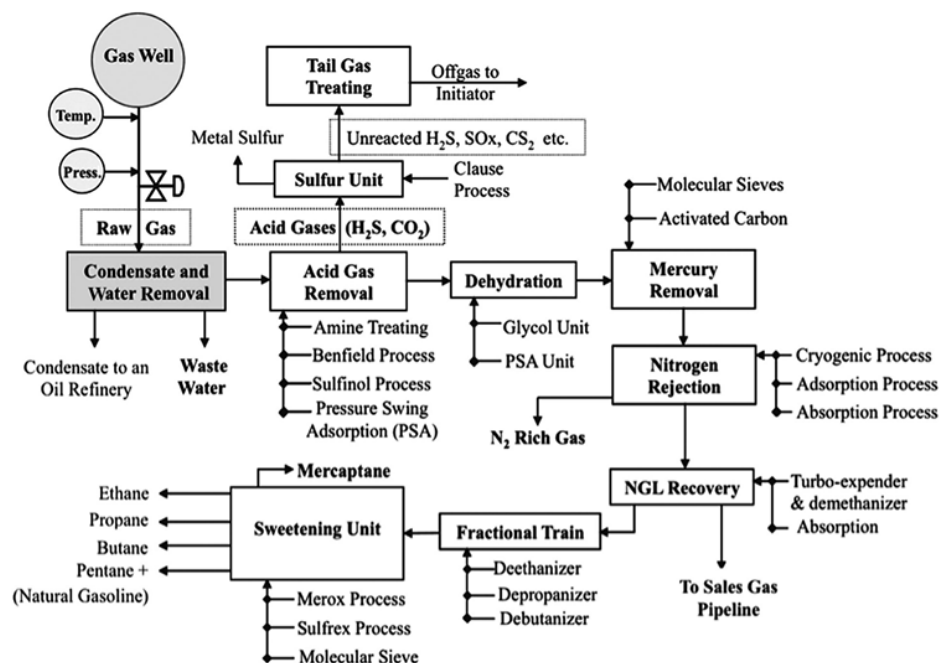


Diagramme général de traitement du gaz naturel

Source : (Natural Gas Processing | FSC 432: Petroleum Refining, s. d.)

Les gaz acides, lorsqu'ils sont présents, sont éliminés soit par membranes, soit par traitement aux amines, puis dirigés vers une unité de récupération du soufre, qui convertit le H_2S en soufre élémentaire ou en acide sulfurique.

Le gaz résiduel issu du procédé Claus généralement appelé gaz de queue (*tail gas* en anglais), est ensuite traité dans une unité de traitement des gaz de queue (TGTU) afin de récupérer les composés soufrés résiduels et de les recycler vers l'unité Claus. Là encore, comme le montre

le schéma de traitement, plusieurs procédés existent pour le traitement des gaz de queue, et le procédé WSA est très adapté, car il peut fonctionner en autothermie sur ces gaz.

L'étape suivante dans l'usine de traitement du gaz consiste à éliminer la vapeur d'eau à l'aide :

- Soit de l'absorption régénérable dans un liquide tel que le triéthylène glycol (TEG) – procédé communément appelé déshydratation au glycol.
- Soit de dessiccants chlorurés déliquescents.
- Soit d'une unité d'adsorption à pression alternée (PSA) utilisant un adsorbant solide régénérable.

D'autres procédés plus récents, comme les membranes, peuvent aussi être envisagés.

Le mercure est ensuite éliminé par adsorption, à l'aide de charbon actif ou de tamis moléculaires régénérables, comme indiqué dans le schéma de traitement.

Bien que cela soit peu courant, l'azote est parfois éliminé à l'aide de l'un des trois procédés suivants mentionnés dans le schéma :

- Procédé cryogénique (*Nitrogen Rejection Unit*) : distillation à basse température. Ce procédé peut être adapté pour récupérer l'hélium, si nécessaire (voir aussi gaz industriels).
- Procédé d'absorption : utilisant de l'huile pauvre (*lean oil*) ou un solvant spécial comme absorbant.
- Procédé d'adsorption : utilisant du charbon actif ou des tamis moléculaires comme adsorbant. Ce procédé est cependant moins souvent utilisé, car il peut entraîner une perte de butanes et d'hydrocarbures plus lourds.

4.2 Biogaz

Compound	Formula	%
Methane	CH ₄	50–75
Carbon dioxide	CO ₂	25–50
Nitrogen	N ₂	0–10
Hydrogen	H ₂	0–1
Hydrogen sulfide	H ₂ S	0–3
Oxygen	O ₂	0–0

Composition du biogaz.

Source : (*Basic information on biogas*, 2010)

D'après le tableau ci-dessus, le biogaz obtenu par méthanisation est en moyenne composé de méthane (50 à 70%), mais aussi de dioxyde de carbone (CO₂) et de quantités variables de vapeur d'eau et de sulfure d'hydrogène (H₂S), voire d'autres composés dits « contaminants ».

Parmi les impuretés figurent :

- Quelques microbes anaérobies.
- Des siloxanes.
- Des composés organochlorés.
- Des composés soufrés (mercaptans).
- Des composés azotés comme le NH_3 .
- De l'hydrogène.
- Divers produits intermédiaires de fermentation (alcools, acides, esters, etc.).
- Des métaux et métalloïdes.

Sa teneur en ces différents éléments, et donc sa valeur énergétique, dépend de la durée et qualité du processus de fermentation, du type d'installation et beaucoup de la nature de la matière fermentescible utilisée (et en particulier de ses proportions en carbone, hydrogène, oxygène et azote ou contaminants indésirables).

Par exemple, une matière fermentescible riche en carbone et hydrogène produit un biogaz contenant jusqu'à 90% de méthane, alors que de la cellulose plus pauvre produira un biogaz à seulement 55% de méthane (et 45 % de gaz carbonique).

Pour pouvoir être utilisé dans les réseaux de gaz, on doit donc réduire ces impuretés et ramener la composition du biogaz à un taux plus élevé de méthane de l'ordre de 95%.

Les microbes anaérobies restants sont filtrés par des biofiltres ne laissant passer que le gaz.

Les siloxanes sont une classe de composés du silicium (organosilicones) dont la formule empirique est R_2SiO , où R est un groupe radical qui peut être organique.

S'ils sont présents, même à très faibles doses ou dans un gisement pour produire du méthane, les siloxanes se solubilisent dans le biogaz avec des conséquences délétères sur les installations qui brûleront ce biogaz : le silicium est en effet libéré au moment de la combustion ; il se combine alors notamment avec de l'oxygène pour produire des silicates.

Les siloxanes peuvent ainsi être éliminés par absorption dans un milieu liquide, composé d'un mélange d'hydrocarbures ayant une capacité spéciale à absorber les composés siliciés. L'absorbant est ensuite régénéré par chauffage et désorption.

Les hydrocarbures supérieurs ainsi que les hydrocarbures halogénés (FHC), en particulier les composés chlorés et fluorés, se retrouvent principalement dans le biogaz issu des décharges. Ils provoquent de la corrosion dans les moteurs de cogénération (CHP), notamment dans la chambre de combustion, au niveau des bougies d'allumage, des soupapes, des culasses, etc.

Ces composés peuvent être éliminés à l'aide d'échangeurs tubulaires sous pression remplis de charbon actif spécifique. Les petites molécules comme CH_4 , CO_2 , N_2 et O_2 traversent le système, tandis que les molécules plus grosses sont adsorbées.

La taille des échangeurs est conçue pour purifier le gaz pendant une période de plus de 10 heures. Généralement, deux cuves sont installées en parallèle : l'une traite le gaz pendant que l'autre est en phase de désorption.

La régénération est effectuée en chauffant le charbon actif à 200 °C, température à laquelle tous les composés adsorbés s'évaporent et sont évacués par un flux de gaz inerte.

Les différents procédés de traitement des sulphides, du dioxyde de carbone et de l'azote sont relativement similaires à ceux décrits dans la section de traitement du gaz naturel fossile.

4.3 Gaz naturel synthétique

Dans le cas du gaz naturel synthétique (GNS), la réaction de méthanation peut ne pas se faire complètement. Des résidus de CO_2 , et d'hydrogènes issus de la réaction incomplète peuvent toujours être présent dans la composition du GNS.

Le gaz naturel synthétique brut contenant du méthane, du CO_2 , de la vapeur d'eau et de l' H_2 , doit ensuite être « amélioré » avant d'être injecté dans le réseau gazier.

La séparation en vrac du CH_4 et du CO_2 peut être réalisée en appliquant l'une des options de processus suivantes : absorption physique ou chimique, séparation par membrane, séparation adsorptive ou séparation à basse température.

La séparation du dioxyde de carbone des flux de gaz de processus avec des solvants est déjà une option commerciale pour différentes applications industrielles, en particulier dans le secteur pétrochimique.

L'absorption est généralement réalisée en utilisant des solvants caractérisés par une grande solubilité du dioxyde de carbone (absorption physique) ou des solvants alcalins qui peuvent réagir avec le dioxyde de carbone (absorption chimique).

La séparation par membrane repose sur la propriété de perméabilité sélective des membranes, ce qui permet d'enrichir le perméat, qui sort du module de membrane, dans le composant le plus perméable, tandis que le rétentat est enrichi dans le composant le moins perméable.

En ce qui concerne la configuration du processus, une seule étape de membrane ne permet généralement pas d'atteindre la pureté et la récupération requises du méthane dans le rétentat. Pour cette raison, il est courant d'utiliser une cascade d'étapes de membrane qui peuvent être combinées en différentes configurations.

L'excès d'hydrogène doit également être séparé dans un processus d'amélioration du gaz en aval de la membrane de déshydratation, puis renvoyé à la réaction de méthanation.

Presque tout l' H_2 , ainsi qu'une certaine quantité de méthane, traverse la membrane et est recirculé vers le réacteur. La grande quantité de méthane qui ne traverse pas la membrane forme le rétentat à la même pression que le flux d'alimentation.

Bien que la majeure partie de l'eau ait été éliminé, le GNS brut doit être encore déshydraté pour respecter les exigences du point de rosée en eau des pipelines, afin de contrôler la corrosion et d'éviter la formation d'hydrates solides d'hydrocarbures/eau. Actuellement, les déshydrateurs à glycol sont largement utilisés pour la déshydratation du gaz naturel.

Malgré leurs avantages, l'opération du système est complexe et nécessite un stockage, un remplacement et une élimination des solvants. De plus, les gaz de ventilation des déshydrateurs sont une source d'émissions de composés organiques volatils.

Références

Basic information on biogas. (2010, janvier 6). <https://web.archive.org/web/20100106022729/http://www.kolumbus.fi/suomen.biokaasukeskus/en/enperus.html>

Coalbed Methane. (s. d.). Cretaceous. Consulté 4 avril 2025, à l'adresse https://serc.carleton.edu/research_education/cretaceous/coalbed.html

Gaz de schiste : Extraction, usages, avantages et inconvénients. (2011, avril 19). <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-de-schiste>

Natural Gas Processing | FSC 432 : Petroleum Refining. (s. d.). Consulté 27 avril 2025, à l'adresse <https://www.e-education.psu.edu/fsc432/content/natural-gas-processing>

Raffinage pétrolier : Fonctionnement et acteurs de raffinerie. (s. d.). Consulté 3 avril 2025, à l'adresse <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier>

Risques liés aux installations de méthanisation. (s. d.). Ministère de l'Agriculture et de la Souveraineté alimentaire. Consulté 4 avril 2025, à l'adresse <https://agriculture.gouv.fr/risques-lies-aux-installations-de-methanisation>

Tight gas—Energy Education. (s. d.). Consulté 2 avril 2025, à l'adresse https://energyeducation.ca/encyclopedia/Tight_gas