



## **Module : Traitements & Industrie du gaz naturel**

**Suite Chapitre I : Origine du gaz naturel**

**Chapitre II : Propriété et qualité du gaz naturel**

**Chapitre III : Exploration –Forage et Production du gaz naturel**

**&**

**Chapitre IV: Traitement du gaz naturel**

Le premier stade de la sédimentation conduit à la **tourbe**. Puis, l'effet de pyrolyse dû à l'enfouissement conduit progressivement au **lignite** (70 % de C), à la **houille** et finalement à l'**anthracite** (> 90 % de C).

Comme pour les autres kérogènes, la formation du charbon s'accompagne également de formation d'huile et de gaz (le redouté méthane ou "grisou").

## - GISEMENT

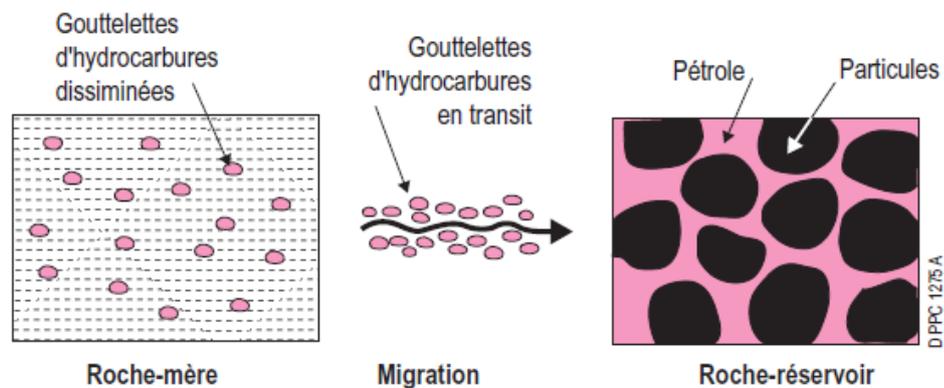
Pour que les hydrocarbures soient exploitables, il faut que des quantités significatives d'huile ou de gaz soient accumulées dans des zones de taille limitée.

Ce sont les conditions que l'on trouve dans les gisements.

### 1 - FORMATION D'UN GISEMENT

Lors de la formation de l'huile et du gaz à partir du kérogène, les gouttelettes d'hydrocarbure sont disséminées dans la roche-mère et ne pourraient pas être exploitées si des phénomènes de migration et de concentration ne s'étaient pas produits.

#### a - Processus de migration



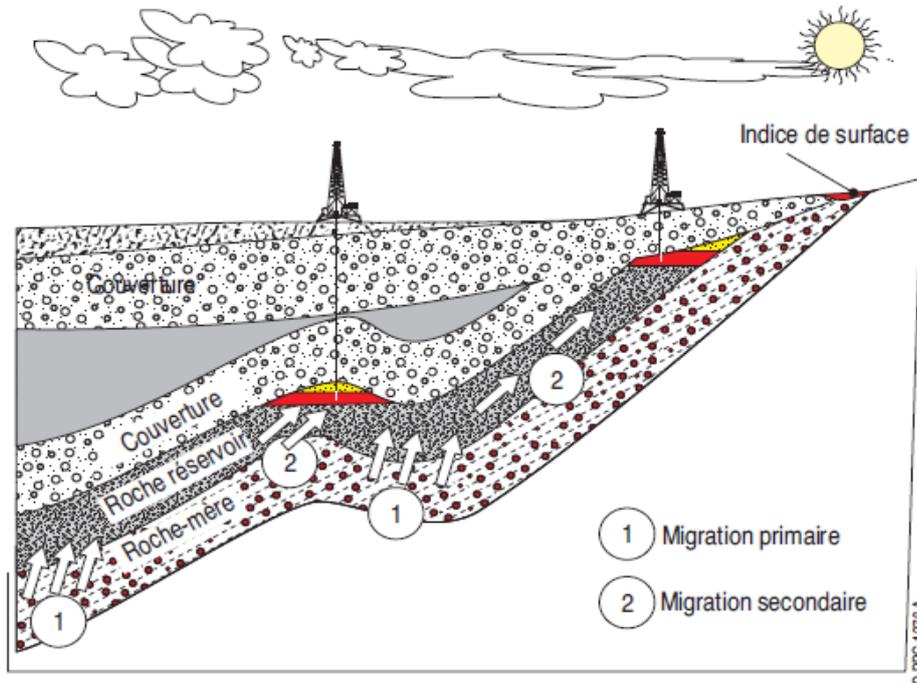
Migration des hydrocarbures

Quand la pression du gaz formé lors de la pyrolyse du kérogène en profondeur devient suffisante pour vaincre l'"impermeabilité" de la roche-mère, elle permet une migration des fractions liquide et gazeuse à travers les pores de la roche-mère.

On dit que les hydrocarbures sont "expulsés" de la roche-mère et subissent une **migration primaire**.

Ils entament alors une **migration secondaire** vers le haut en étant transportés, essentiellement, sous l'effet de la pression de l'eau à travers une roche perméable.

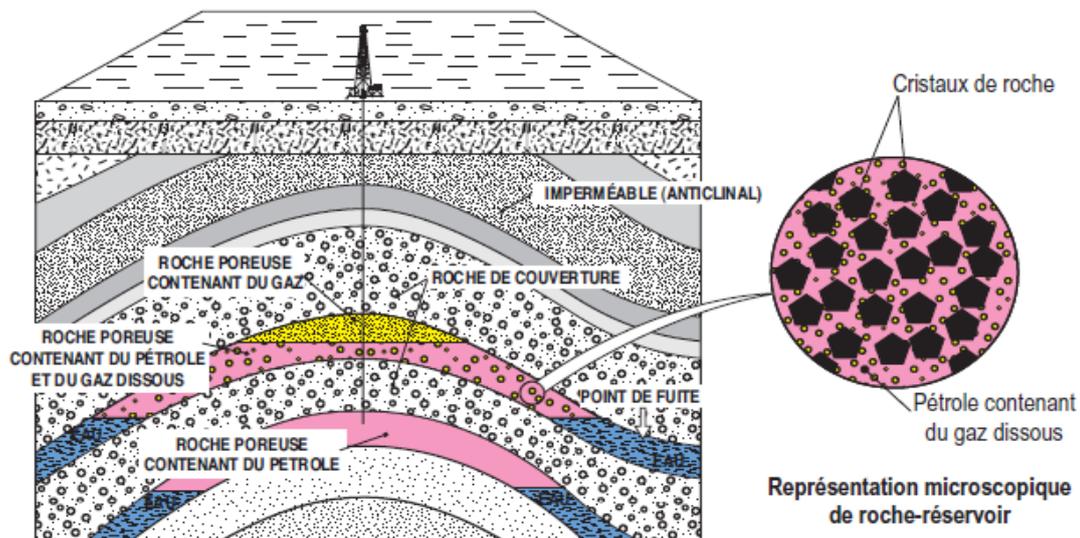
Lors de leur remontée, les hydrocarbures sont arrêtés par une couche imperméable, se concentrent dans les pores de la roche perméable et forment une accumulation : la roche s'appelle alors roche-réservoir.



Migration des hydrocarbures

### b - Formation d'un piège

La migration des hydrocarbures se fait grâce au déplacement de l'eau dans les formations rocheuses. En effet, les eaux souterraines se trouvent non seulement dans les couches superficielles mais également en grande profondeur où elles circulent très lentement. Ce sont elles qui en migrant entraînent les gouttelettes d'hydrocarbures.

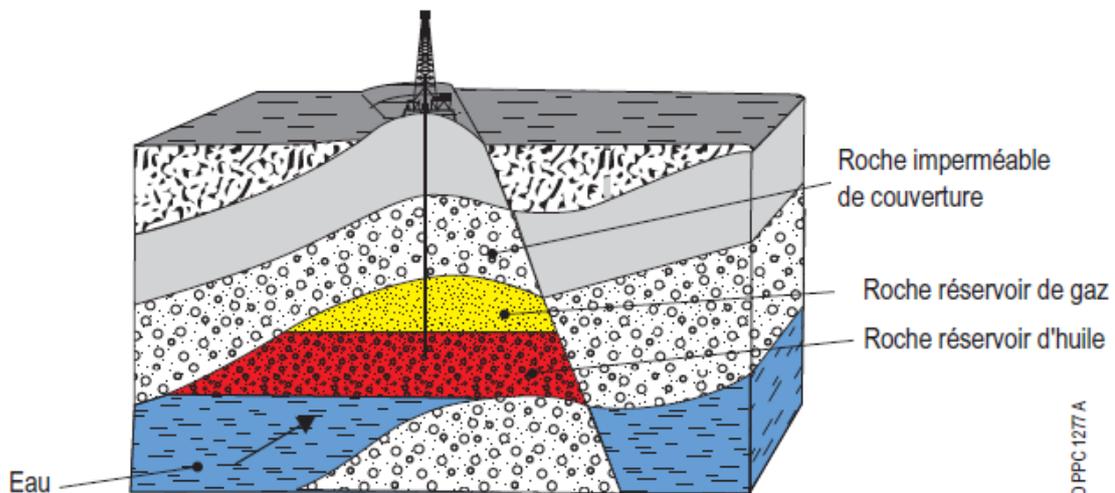


Formation de gisement dans les roches-réservoirs

Le schéma ci-dessus décrit une situation commune et recherchée où le piège constitué par la roche-réservoir est situé au sommet de plis anticlinaux où alternent roches perméables (roches-réservoirs) et roches imperméables (roches de couverture).

On trouve également d'autres situations propices à la formation de pièges :

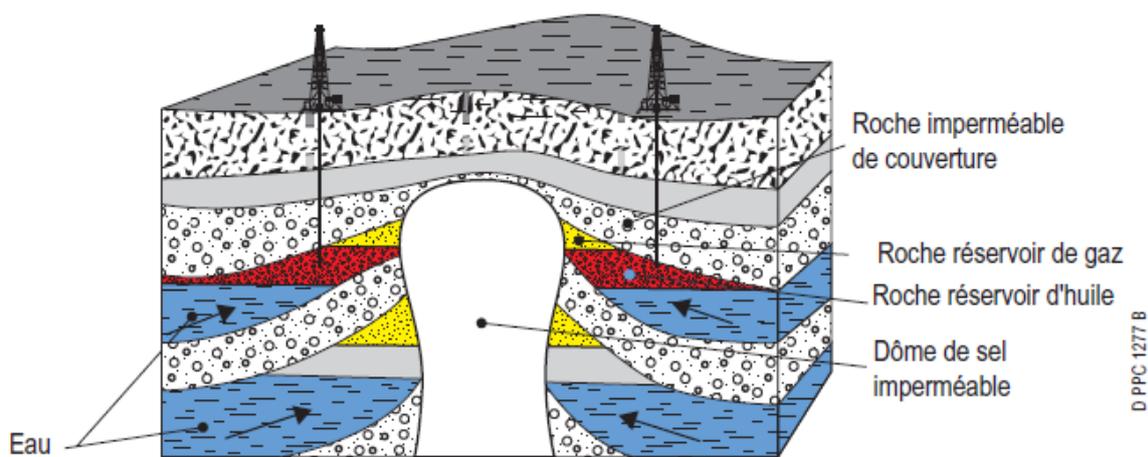
- couche perméable coincée sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement de couches à la faveur d'une faille



Piège associé à une faille

D PPC 1277 A

- lentilles sableuses contenues dans des couches imperméables
- pièges associés à des dômes de sel imperméables



Piège associé à un dôme de sel

D PPC 1277 B

## II Propriété et qualité du gaz naturel

# Chapitre II : Propriété et qualité du gaz naturel

## Introduction

Le gaz brut ou le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures à tendance paraffinique (Hydrocarbures saturés) contenant du méthane ( $\text{CH}_4$ ) et de l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) en grande proportion ce qui lui donne un pouvoir calorifique et une combustibilité remarquable.

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

## 1 Quelques généralités sur le gaz naturel

### A) Inodore

Le méthane est un **gaz** incolore, inodore, mais on y ajoute un odorant pour des raisons de sécurité. C'est le mercaptan qui lui donne une forte odeur d'œuf pourri. Cette odeur permet de détecter rapidement la présence de gaz naturel.

### B) Formule chimique

Le **gaz naturel** est une énergie primaire. En d'autres termes, il est utilisable sans transformation après son extraction. Avec sa formule chimique est :

### C) Ne s'enflamme pas facilement

Il faut que le gaz naturel atteigne une concentration précise de 5 % à 15 % et qu'une source d'ignition soit présente pour qu'il puisse s'enflammer. Hors de cette plage d'inflammabilité, le gaz naturel ne s'enflammera pas

La combustion du **gaz naturel** émet principalement de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) en faible quantité.

### D) Plus léger que l'air

Contrairement au gaz propane, le gaz naturel est plus léger que l'air. À l'air libre, il s'élève et se dissipe rapidement. De plus, il ne se mélange pas à l'eau et ne la contamine pas en cas de déversement; il remonte plutôt à la surface et se dissipe rapidement dans les airs où il s'échappe. C'est un gaz qui n'est ni toxique, ni corrosif

## II. Caractéristiques du gaz naturel :

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

## II-1. 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 :

$$D_{(gaz)} = \frac{\rho_{(gaz)}}{\rho_{(air)}} \quad (1.3)$$

Dans les conditions normales (0°C et 1 atm), on a :  $\rho_{(air)} = 1,29 \text{ g/L}$ .

Pour 1 mole d'un gaz quelconque y compris l'air prise aux conditions normales, le volume molaire est de 22,4 L ; alors le rapport des masses volumiques se réduit à un rapport de masses molaires puisque les volumes sont égaux, alors la densité devient :

$$D_{(gaz)} = \frac{M_{(gaz)}}{M_{(air)}} = \frac{M_{(gaz)}}{29} \quad (1.5)$$

## II-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 :

$$M_{(gaz)} = \sum_{i=1}^n x_i M_i \quad (1.6)$$

## II-3. Le pouvoir calorifique

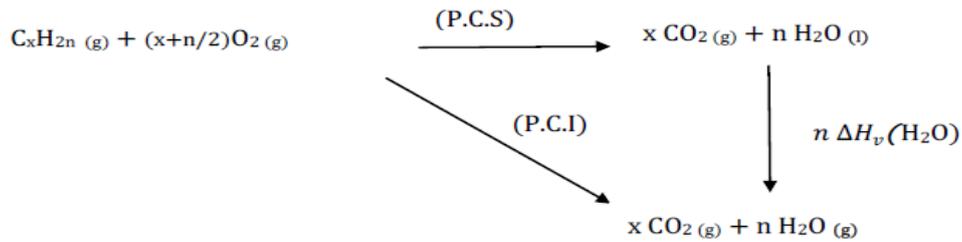
C'est la quantité de chaleur en Joules ou en calories dégagée lors de la combustion totale d'un mètre cube, d'un kilogramme ou d'une mole de gaz généralement à 15°C et sous la pression atmosphérique. L'unité du pouvoir calorifique est donc : (J/m<sup>3</sup>), (J/kg) ou (J/mol). En d'autre terme, le pouvoir calorifique représente l'enthalpie de combustion par unité de volume, de masse ou de mole du gaz à la température de 15°C.

### II-3.1 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.

### II-3.2 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 :



### Schéma réactionnel de combustion d'un hydrocarbure

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

$$(P.C.I) = (P.C.S) + n(\Delta H_v)_{(H_2O)} \quad (1.1)$$

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

$$(P.C.S) = (P.C.I) + n(\Delta H_{cond})_{(H_2O)} \quad (1.2)$$

# Chapitre III : Exploration – Forage et Production du gaz naturel

## I-L'exploration

consiste à rechercher les gisements. Des techniques de cartographie et de sismographie permettent d'identifier les réserves potentielles de gaz techniquement et économiquement exploitables. Le forage permet de confirmer la présence d'un gisement et de déterminer son potentiel économique.

Après la phase d'exploration, l'extraction du gaz nécessite des infrastructures complexes. Cependant, une fois le gisement foré, le gaz conventionnel qui est naturellement sous pression remonte facilement à la surface. Il est ensuite traité et épuré (élimination des composés soufrés et du CO<sub>2</sub>) afin d'être commercialisé.

## II-Forage

Géologues et géophysiciens ont conclu à l'existence d'un "prospect", un gisement potentiel. Pour savoir si des hydrocarbures sont effectivement piégés dans la roche, il faut forer pour l'atteindre.

Au terme de la prospection sismique, il est fréquent que les compagnies forent des puits d'exploration ou des puits stratigraphiques. Ce type de puits, fore verticalement, permet de mieux comprendre la géologie de la zone de prospection. Les carottes rocheuses provenant des puits produiront des échantillons des diverses couches rocheuses et donneront une idée plus précise des ressources potentielles de la zone. Si l'analyse confirme qu'il y a du gaz naturel dans cette zone et qu'on peut l'extraire de façon économique, les compagnies pourront commencer le forage de puits de production une fois qu'elles auront obtenu les permis nécessaires.

Des le début du forage, c'est la protection des aquifères d'eau douce. A mesure que le trépan traverse ces zones aquifères, on injecte de l'eau dans la tige de forage puis on la pompe vers l'extérieur de cette tige, afin de détacher et de retirer les fragments de roche du trou de forage. Ainsi, une fine couche de boue demeure sur les parois du trou de forage, ce qui l'isole des zones aquifères et minimise la perturbation des eaux souterraines jusqu'à ce qu'une barrière permanente soit installée.

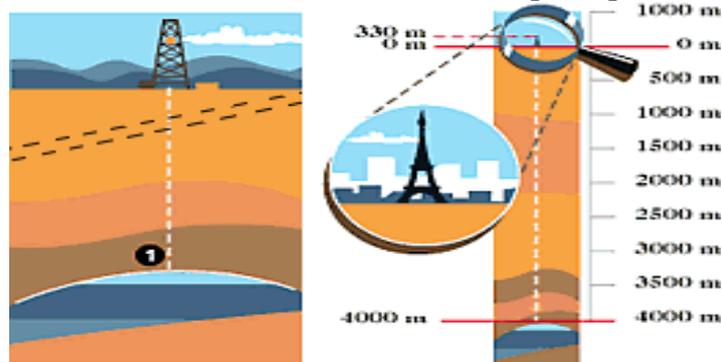
Une fois que la profondeur du puits a dépassé la zone aquifère la plus profonde, on installe un tubage en acier et on le fixe en injectant du ciment dans le centre du trou de forage; ensuite, ce ciment remonte vers l'extérieur du tubage, isolant le puits de la roche et de l'eau qui l'entourent. Des tuyaux d'acier (tubage) de diamètre de plus en plus petit sont installés à mesure que la profondeur du puits augmente, et une couche protectrice de ciment est coulée entre chacun des tubages.

Une fois qu'elle a été durcie, on évalue les propriétés de la couche protectrice de ciment de chaque tubage, par exemple sa qualité, son alignement et son intégrité. Le forage reprend uniquement une fois que le ciment est dur et que le tubage de surface et les autres tubages ont subi avec succès un essai de pression. Chacune de ces couches assure par ailleurs un niveau additionnel de protection des eaux souterraines.

## II-1 La mise en place

En fonction des connaissances acquises sur le sous-sol et de la **topographie** du terrain, on détermine la meilleure position pour mettre en œuvre l'appareil de forage. Généralement à la verticale de l'épaisseur maximale de la couche supposée contenir des hydrocarbures, les foreurs vont réaliser un trou dans des conditions parfois difficiles. De faible diamètre (de 20 à 50 centimètres), ce **trou de forage** aura généralement une profondeur comprise entre 2 000 et 4 000 mètres. Exceptionnellement, certains forages dépassent les 6 000 mètres. L'un d'entre eux a même dépassé 11 000 mètres.

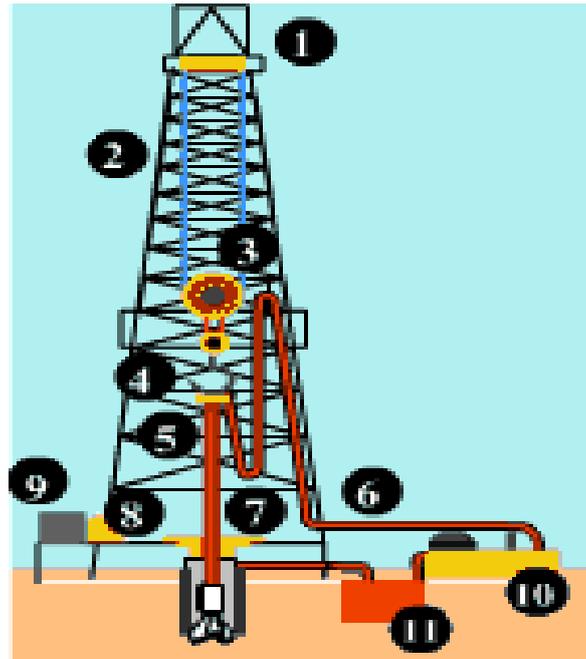
*Mise en place le plus souvent à la verticale de la couche la plus épaisse d'hydrocarbures.*



La mise en place de l'appareil de forage

## II-2 Le mât

Le derrick, le "**mât**" dans le jargon pétrolier, est la partie visible du forage. C'est une tour métallique de plusieurs dizaines de mètres de hauteur. Elle sert à introduire verticalement le "**train de tiges**". Ce train de tiges est un ensemble de tubes métalliques vissés bout à bout. Il transmet un mouvement rotatif (**forage Rotary**) à l'outil de forage (souvent le trépan) et achemine un liquide appelé "boue", en raison de son aspect, vers le fond du puits au fur et à mesure de l'approfondissement



**Le mât**

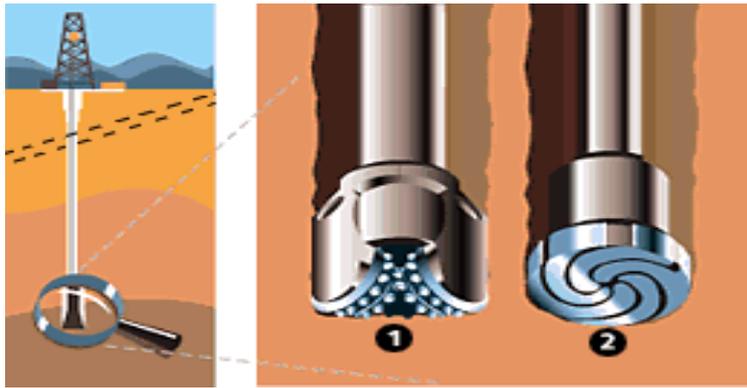
1. fixation du palan
2. Derrick (mât)
3. Palan mobile
4. Crochet
5. Tête d'injection
6. Colonne d'injection de boue
7. Table de rotation entraînant les tiges de forage
8. Treuil
9. Moteurs
10. Pompe à boue
11. Bourbier

### II-3 Une perceuse

La machine de forage fonctionne comme une énorme perceuse dont le derrick serait le corps, le train de tiges, l'arbre, et le trépan, la mèche.

L'outil le plus courant est un assemblage de trois cônes - d'où le nom de "**trépan**" - en acier très dur qui attaque la roche.

Parfois, quand la roche traversée est très résistante, on utilise un outil monobloc incrusté de diamants, qui use la roche par **abrasion**.



## Le Trépan

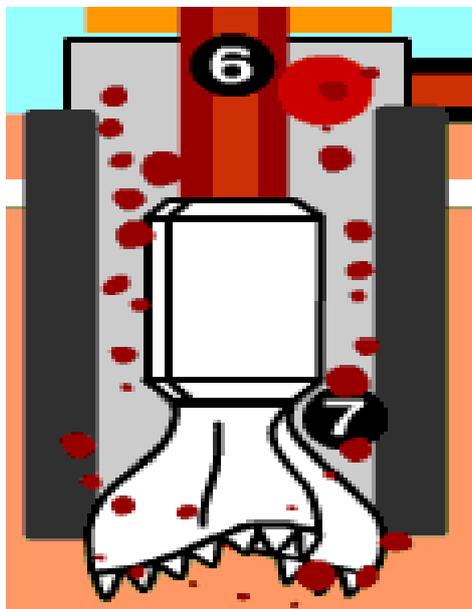
1. Trépan tricône
2. Outil de forage à diamants

### II-4 Le boueux

Par les tiges creuses à l'extrémité desquelles tourne le trépan, on injecte une boue spéciale, préparée et contrôlée par **un ingénieur, le boueux**.

Cette boue refroidit le trépan et consolide les parois du trou. De plus, elle évite un jaillissement de pétrole, de gaz ou d'eau provenant d'une couche traversée en équilibrant sa pression. Enfin, la boue nettoie le fond du puits et, en remontant le long des tiges, achemine à la surface les fragments de roche arrachés par le trépan (**déblais ou cuttings**).

Le géologue examine ces fragments pour connaître les caractéristiques des roches traversées et détecter d'éventuels indices d'hydrocarbures.

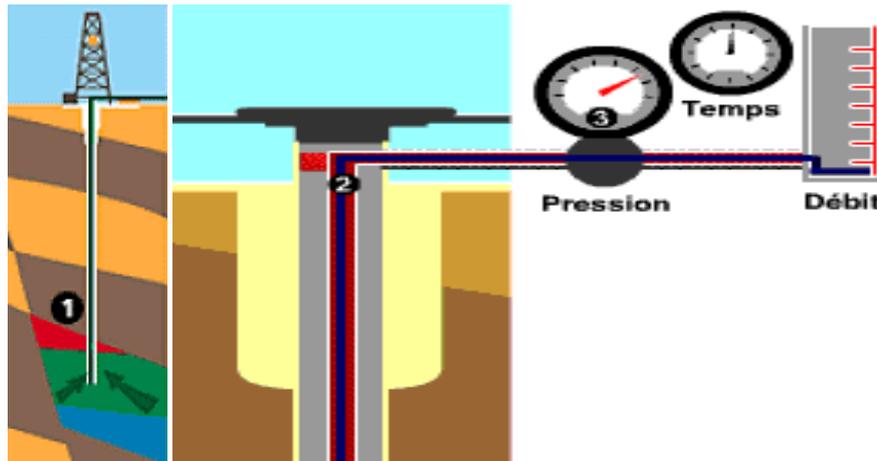


### Les roches arrachées par le trépan (déblais)

6. Boue descendante (dans les tiges)
7. Boue remontantes (dans l'espace annulaire)

## II-5 Le test

Lorsque des hydrocarbures sont décelés, et si la pression est suffisante pour qu'ils remontent naturellement, les foreurs pratiquent **le test de débit sur Duse**. Par un orifice calibré, on laisse le pétrole remonter vers la surface pendant quelques heures ou quelques jours. On mesure la quantité recueillie et l'évolution de la pression en fond de puits. On en sait alors un peu plus sur la **productivité probable du gisement**

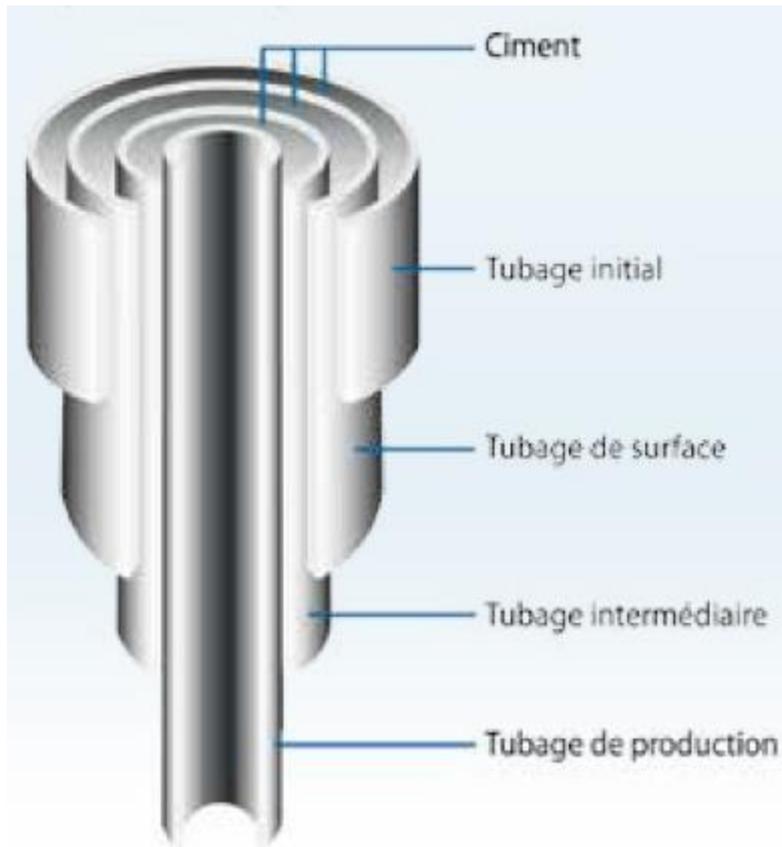


**Test de débit sur Duse**

1. Hydrocarbures montant sous la pression
2. Duse
3. Manomètre mesurant la pression des effluents

### **Comment sûrs sont les puits de gaz à long terme?**

Les puits sont composés de multiples barrières d'acier et de ciment qui garantissent leur intégrité. En outre, ils sont ventiles, ce qui permet à toute fuite de se déplacer verticalement par l'espace séparant les parois extérieures, plutôt que dans les eaux souterraines. On surveille la ventilation afin de détecter les fuites, qui peuvent être réparées, par exemple par une cimentation corrective.

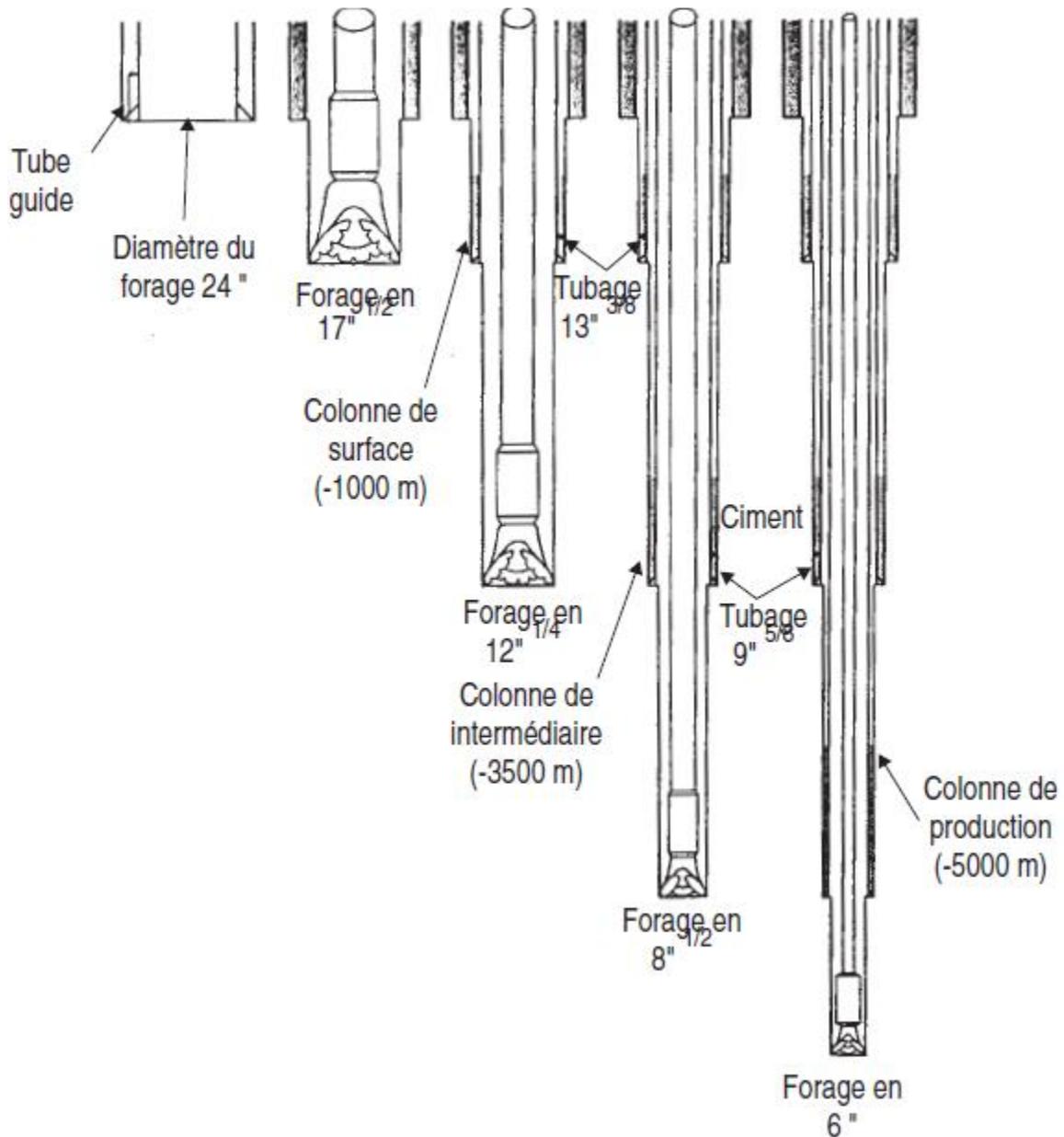


**Schéma de tubage de puits typique**

### **Architecture d'un forage**

Dans la plupart des cas, un forage est composé de trois parties :

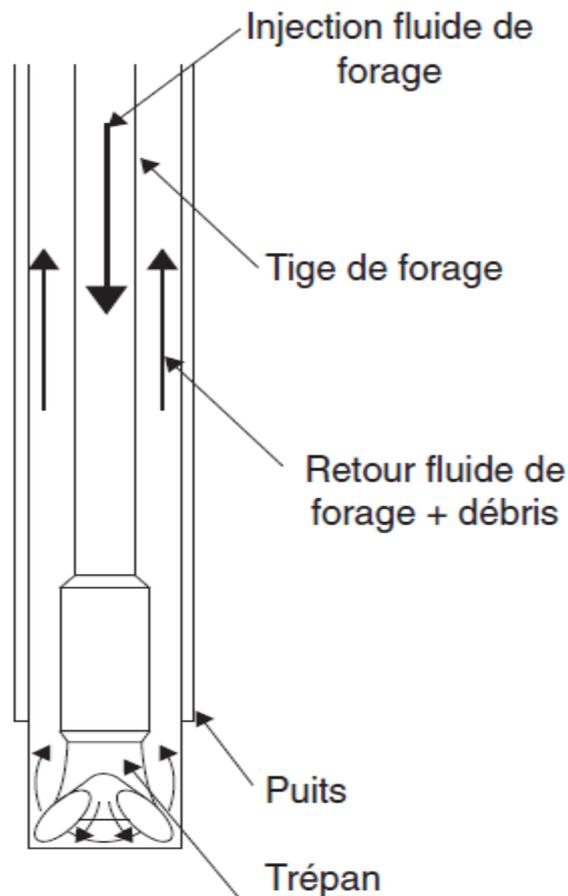
- **une colonne de surface** de quelques centaines de mètres destinée à retenir les terrains de surface et à protéger la nappe phréatique
- **la colonne intermédiaire** qui peut atteindre plusieurs milliers de mètres
- finalement la **colonne de production** située dans la partie pétrolifère et à l'intérieur de laquelle sera installé le tube de collecte des hydrocarbures.



**Exemple d'architecture d'un forage**

### **Fluide de forage**

Afin d'évacuer tous les débris de roches arrachés par le trépan, on emploie la technique du **fluide de forage** (ou de curage) qui consiste à injecter un fluide à l'intérieur des tiges de forage qui remonte ensuite dans l'espace annulaire entre le trou lui-même et les tiges de forage.



### Évacuation des débris par le fluide de forage

Le **fluide ou boue de forage** est constitué d'un mélange d'eau et d'argile (bentonite) à 5/10 %.

**Le fluide de forage a des rôles multiples :**

- il sert à remonter vers la surface les débris de roche créés par le forage
- il permet un refroidissement du trépan et le nettoyage continu du front de taille
- il empêche les éboulements grâce à la pression du fluide sur les parois du puits
- il retient également les fluides sous pression contenus dans les roches en évitant ainsi leur intrusion dans le puits

Le débit du fluide de forage est assuré depuis la surface au moyen de pompes à boue d'un débit de 50

à 150 m<sup>3</sup>/h, nécessaire pour avoir une vitesse suffisante de remontée des boues dans l'espace annulaire.

La qualité du fluide de forage fait également l'objet d'un contrôle constant de densité et de viscosité.

### Tubage et cimentation

Afin de maintenir le puits en état lors de la production des hydrocarbures, il convient d'effectuer un **tubage** réalisé régulièrement au fur et à mesure de l'avancement du forage.

Les tubes sont vissés les uns aux autres et sont descendus dans le puits, celui-ci étant plein de boue de forage.

Un mélange eau + ciment est ensuite envoyé à l'intérieur des tubes et refoulé dans l'espace annulaire entre la paroi du puits et le tubage.

Après durcissement du ciment (12 à 24 h), on peut continuer la suite du forage.

### **Cette opération de cimentation a principalement pour rôle :**

- de fixer le tubage aux roches environnantes
- de stabiliser le puits avant poursuite du forage
- d'éviter la corrosion du tubage
- de supporter le tubage qui représente un poids important
- de maintenir les fluides à forte pression contenus dans les roches environnantes

### **PLATE-FORME DE FORAGE (RIG)**

La **plate-forme de forage** réunit l'ensemble du matériel permettant le forage d'un puits.

On distingue principalement :

- Un **derrick** permettant le levage et la manœuvre des tiges de forage qui se présentent par tronçons d'une dizaine de mètres
- Un **treuil** permettant le levage des tiges de forage. Le treuil entraîne un câble passant par une poulie fixe située au sommet du derrick puis par un palan mobile sur lequel est fixé le crochet de levage.

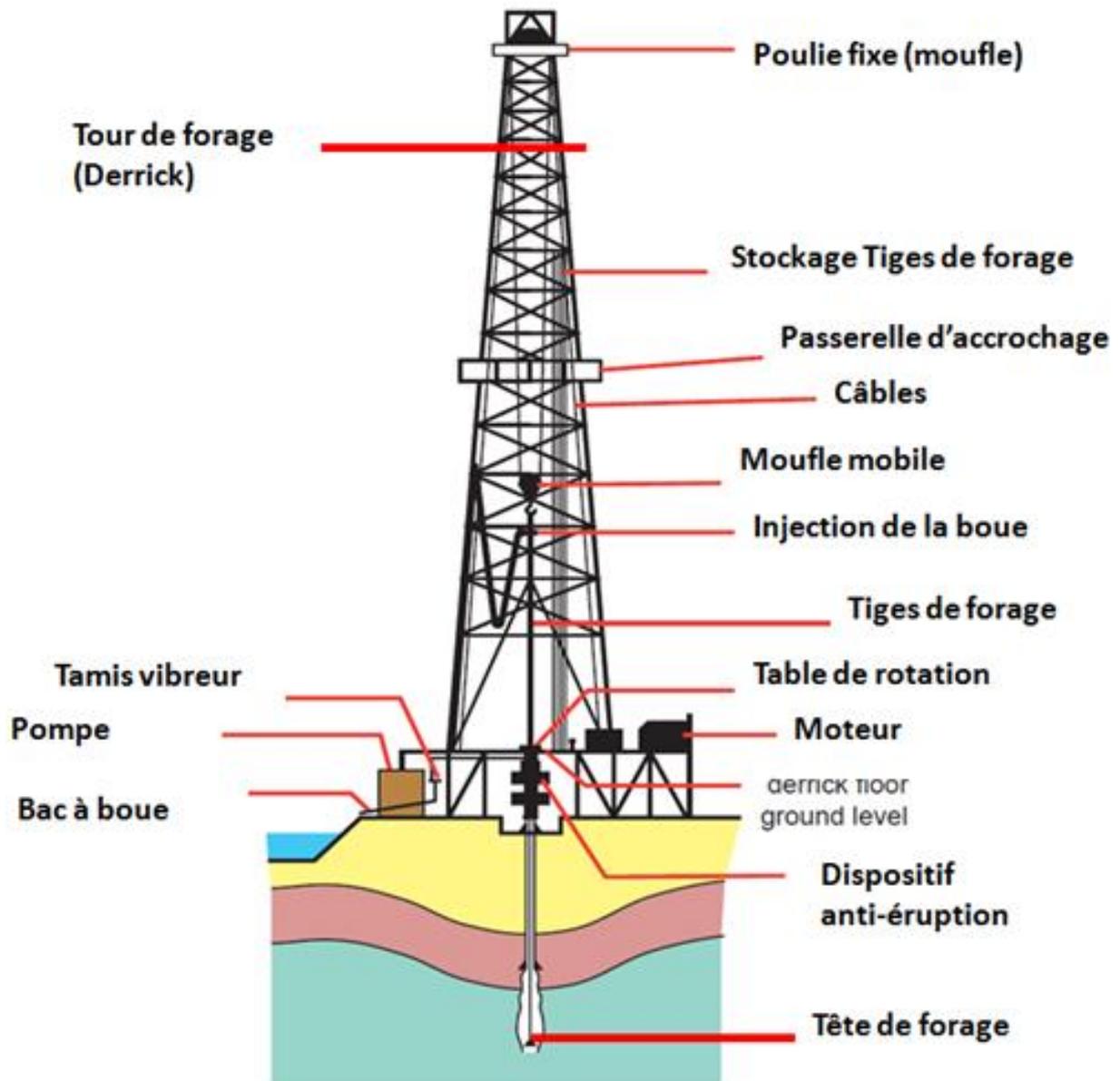
La mesure de la tension du câble permet de connaître à tout moment le poids des tiges de forage suspendues au crochet. Par exemple, pour **1000 m** de forage le poids est d'environ

**30 tonnes**

- Une **table de rotation** (Rotary table) entraînée par moteur permet de faire tourner l'ensemble tiges et trépan.

La première tige est toujours une tige de section carrée (Kelly) qui vient s'engager dans un logement de même section de la table de rotation et provoque ainsi le mouvement de l'ensemble

- Des **bassins à boues** (trois ou quatre) de capacité unitaire de quelques dizaines de m<sup>3</sup>
- Des **pompes à boues**, pompes volumétriques pouvant refouler à des pressions de 200 à 350 bar et permettant l'injection du fluide de forage à l'intérieur des tiges de forage
- Les **obturateurs de sécurité** (BOP) situés en tête de puits

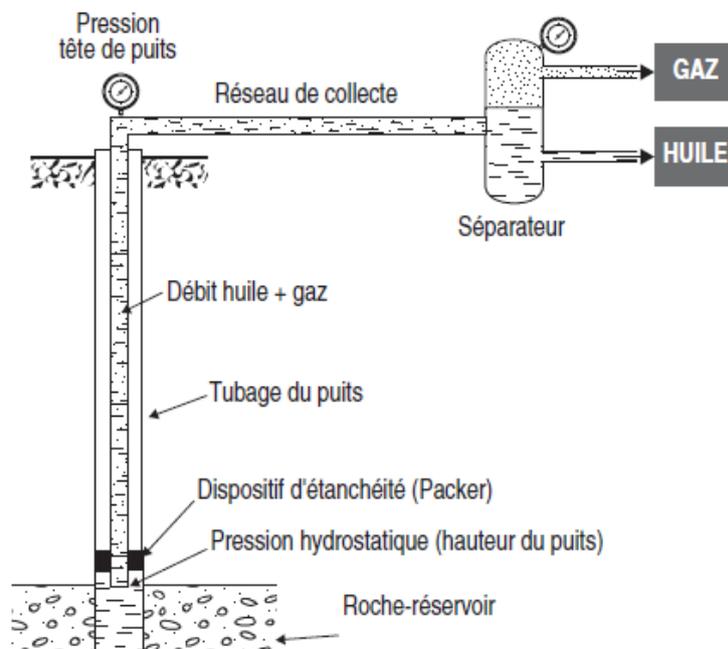


Les fluides de forage sont largement exploités pour la réalisation des excavations en terrains difficiles (parois moulées, forages dirigés, tunneliers). Les fluides de forage sont principalement à base de bentonite, activée et éventuellement adjuvantée de polymères. Ils sont employés essentiellement pour stabiliser les parois d'excavation et pour évacuer les déblais. La bentonite est une poudre minérale, essentiellement à base de ; groupe d'argiles qui présentent des propriétés spécifiques.

**Les puits productifs** sont classifiés en fonction du mécanisme utilisé pour extraire les hydrocarbures depuis le réservoir jusqu'à la surface: **extraction éruptive naturelle** ou **extraction activée**.

## 1 - PRODUCTION NATURELLE

La production naturelle d'un puits ne peut se faire que si la pression dans la roche-réservoir est supérieure à la pression résultant de la hauteur hydrostatique du puits. Par exemple pour un brut "moyen" de densité  $d = 0,860$  et une profondeur de puits de 2000 m, la pression dans la roche-réservoir devra être supérieure à environ 200 bar afin d'assurer une production naturelle. De plus, au fur et à mesure que la pression baisse, du gaz dissout dans l'huile se vaporise et forme des bulles au sein du liquide, ce qui facilite la production naturelle. Ce phénomène a toutefois ses limites car si la quantité de gaz désorbé devient trop importante, seule la partie gaz arrive à la surface, la partie huile restant au fond : dans ce cas, il faut avoir recours à la production activée.



**Principe de la production naturelle d'un puits**

## **Chapitre. IV. Traitement du gaz naturel**

**Le gaz, à la sortie du puits, peut être accompagné :**

- de vapeur d'eau ou même d'eau liquide
- des constituants non hydrocarbonés : azote, gaz carbonique, hydrogène sulfuré
- des particules solides

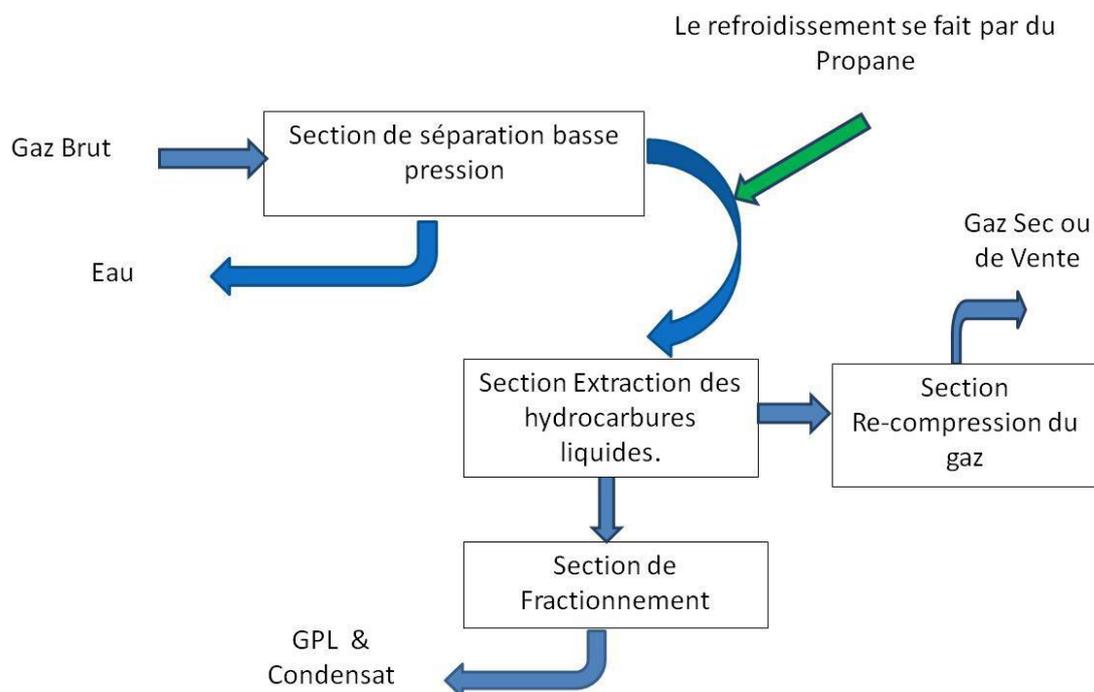
## Procédés de traitement du gaz brut

### 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 ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ...) et les hydrocarbures lourds (condensats) pour l'amener à des spécifications commerciales. Plusieurs procédés ont été mis en œuvre citons :

### Le procédé PRITCHARD :

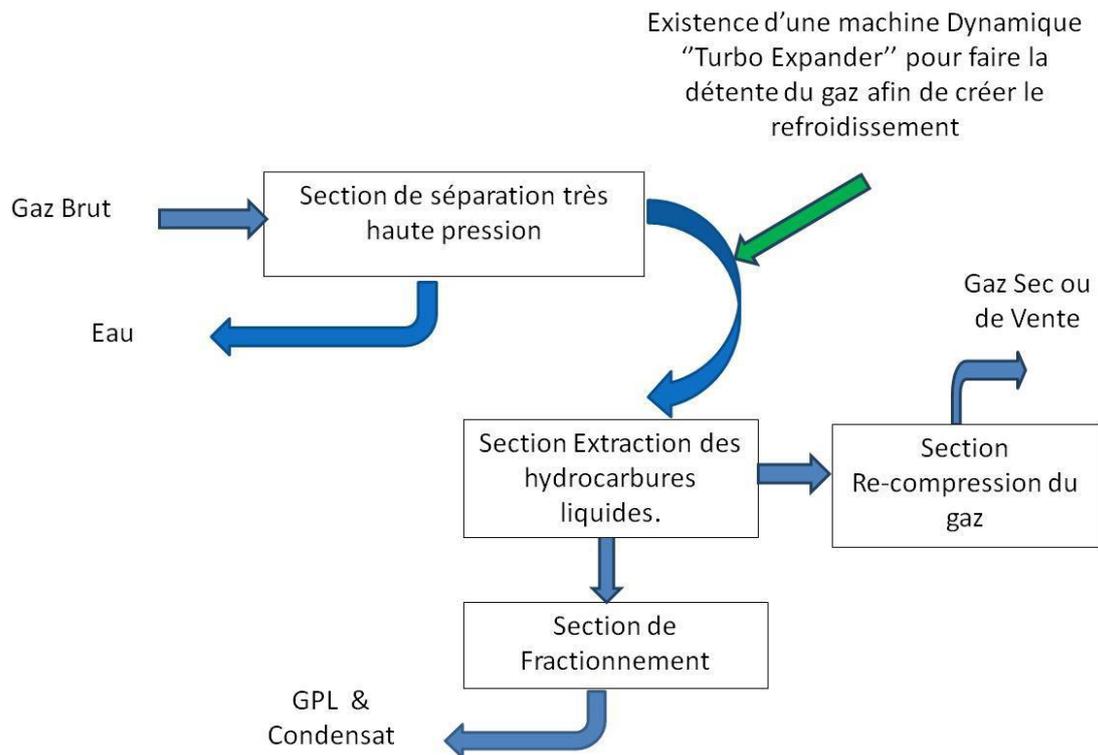
Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation d'une boucle de propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de  $-23\text{ C}^\circ$ . Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur les quatre étapes présentées par le schéma suivant:



**Figure : Les étapes du procédé PRITCHARD**

### Le procédé HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et complété par une détente à travers une machine dynamique appelée TURBO-EXPANDER, qui permet d'atteindre un niveau de température proche de  $-50\text{ C}^\circ$ . Le principe de fonctionnement du procédé s'articule sur quatre étapes présentées par le schéma suivant:



**Figure : Les étapes du procédé HUDSON**

### Procédés mixtes :

Ce sont les procédés les plus utilisés car ils utilisent une mixture entre le procédé PRITCHARD et le procédé HUDSON. Une vanne de détente Joule-Thomson ainsi qu'une machine dynamique (TURBO-EXPANDER) sont utilisées en plus d'une boucle de propane pour le refroidissement ce qui leur permet d'atteindre des températures plus basses allant jusqu' à  $-66^{\circ}\text{C}$ . Dans ces procédés la séparation du gaz de ses impuretés est plus efficace.

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

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

Choix de l'absorbant, problèmes et résolutions :

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

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

Pour éviter ou résoudre les problèmes cités auparavant on doit :

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

## La déshydratation du gaz naturel

**Introduction :** 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 acides tels que CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S).
- 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.

## Les hydrates du gaz naturel :

**Nature et Structure :** Les hydrates sont des composés solides dans les quels l'eau est associée aux hydrocarbures par des liaisons de type physique et chimique. Les hydrates sont des cristaux qui ont l'aspect de la neige, ils flottent sur l'eau et leur masse volumique est comprise entre 800 et 900 kg/ m<sup>3</sup>. La structure des hydrates est telle qu'on peut les considérer comme des solutions de gaz dans des solides cristallins. Les hydrates associent à un

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

- $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$
- $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$
- $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$
- $\text{CO}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$

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

#### **Prévention des hydrates :**

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

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

#### **Les méthodes de déshydratation:**

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour l'exploitation: Suivant les conditions de température et de pression qui règne dans une installation, la vapeur d'eau peut se condenser et provoquer la formation des hydrates, se solidifier ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides. Pour éviter ce phénomène, il est nécessaire de réduire la teneur en eau de gaz au moyen de techniques de traitement approprié. La déshydratation du gaz naturel est réalisée par différents types de procédés :

- L'absorption.
- L'adsorption.
- La perméation gazeuse.

## Pré-déshydratation par refroidissement du gaz :

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

- Méthode utilisée pour contrôler simultanément les points de rosée (eau-hydrocarbures) du gaz naturel.
- Méthode également préconisée en amont d'un autre procédé de déshydratation.

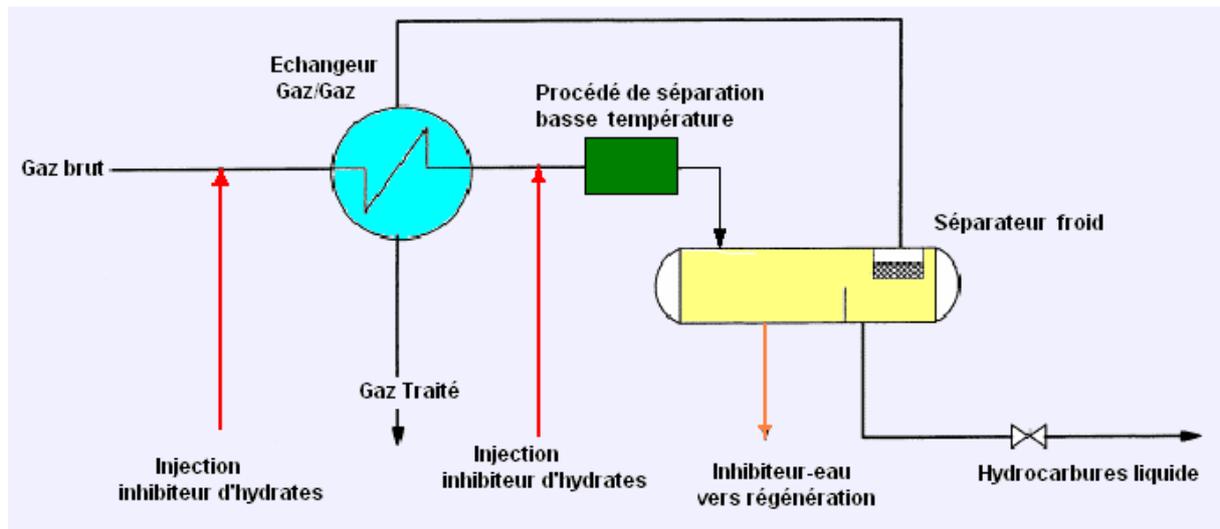


Schéma : Pré-déshydratation par abaissement de la température

## 1-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 travers les plateaux de la colonne absorbe l'eau.

### Le glycol comme :

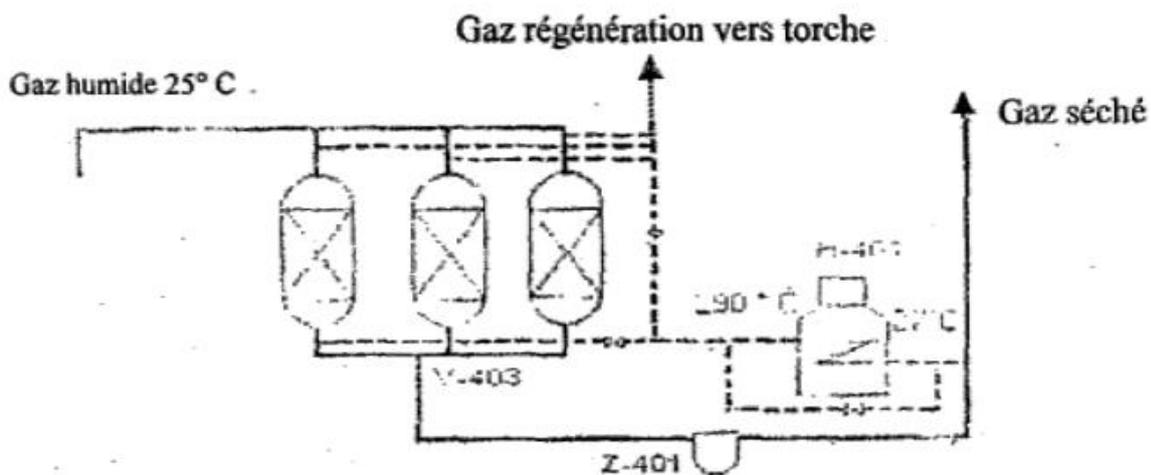
Tri-éthylène glycol (TEG)  
Di-éthylène glycol (DEG)  
Mono-éthylène glycol (MEG)

## 2-Déshydratation par adsorption

**Généralités :** Lorsque les molécules présentes dans un courant fluidisant amenées en contact avec une surface solide, elles vont être maintenues à la surface par des forces qui dépendent de la nature chimique et physique à la fois du solide et des molécules gazeuses. Cette interaction est une adsorption due principalement à des forces de Van der Waal. Cette adsorption peut être épaisse de quelques molécules. Sur un agent adsorbant commercial, l'eau est adsorbée sur une épaisseur de deux à trois molécules maximum. Par conséquent, pour avoir une grande capacité d'adsorption, il est nécessaire d'avoir une surface énorme. La

surface est l'élément clé de tout bon adsorbant commercial. Certains adsorbant commerciaux présentent une surface de  $800 \text{ m}^2/\text{g}$  et peuvent retenir jusqu' à 318 litres d'eau par  $\text{m}^3$ .

**Les procédés d'adsorption :** Le schéma de principe d'une opération de déshydratation par adsorption en lit fixe est représenté sur la figure ci-dessous. 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 la deuxième étape d'adsorption, le lit doit être refroidi. Ceci est réalisé en envoyant du gaz froid. Après réchauffage, ce même gaz peut servir à effectuer la régénération. Dans ces conditions, quatre lits sont nécessaires en pratique, deux lits opérant simultanément en adsorption, un lit en refroidissement et un lit en régénération. Dans certains cas, il est important que la partie du lit utilisée soit la plus grande possible afin de limiter l'utilisation d'un adsorbant coûteux ou pour maintenir la taille de l'adsorbant au minimum. Ceci peut être réalisé avec un faible accroissement de la complexité du procédé en utilisant un système à trois lits, basé sur une opération alternée (charge, régénération, compensation). La zone de transfert de matière traverse l'ensemble du lit en charge, assurant que le lit est complètement chargé, et atteint le lit en compensation. A ce moment précis, le lit chargé est mis en phase de régénération, tandis que le lit en compensation devient le lit en charge et le lit régénéré devient le lit de compensation.



**Figure : Procédé de déshydratation par adsorption**

### Les types d'adsorption :

Il existe deux types d'adsorption, l'adsorption physique et l'adsorption chimique.

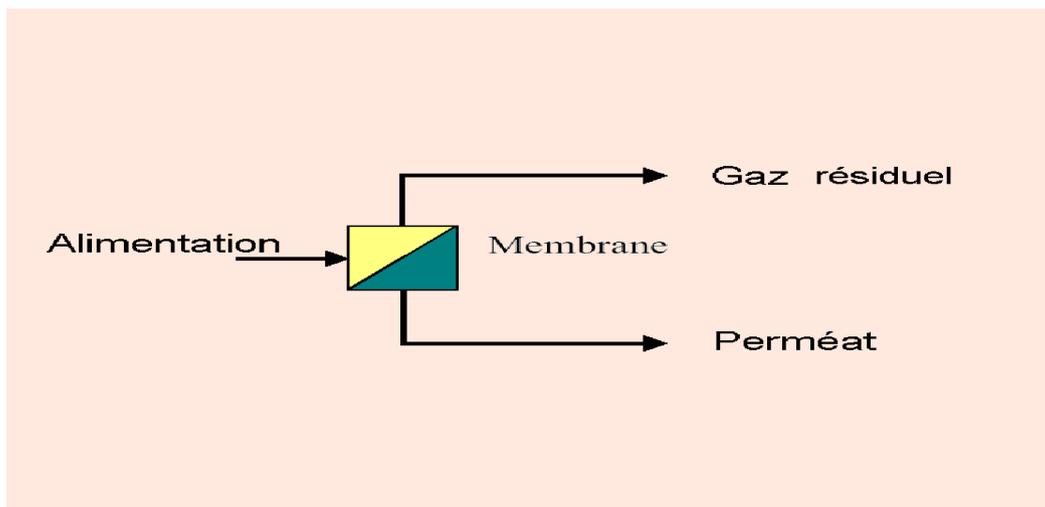
**2-1. L'adsorption physique :** L'adsorption physique est basée sur l'action des forces de Van Der Waal dont l'influence ne s'étend que sur des distances négligeables à partir de la surface. Conformément au principe de LE CHATELIER, le processus étant en ce cas toujours exothermique, le volume du gaz adsorbé diminue lorsque la température augmente, et il est pratiquement nul dès que celle-ci atteint une centaine de °C.

### 2-2. L'adsorption chimique

Elle correspond à la formation de véritables liaisons chimiques par transferts électroniques entre les molécules de l'interface des deux phases. Ces liaisons sont de types covalents, mais elles peuvent être légèrement polarisées. Ces gaz peuvent être récupérés par une élévation de température, accompagnée par un pompage. La formation de ces liaisons chimiques explique que le phénomène n'apparaît le plus souvent qu'à des températures assez élevées (200°C) et qu'ils ne deviennent réversibles qu'à des températures encore plus élevées.

### 3-Déshydratation par perméation gazeuse (membrane) :

Les procédés de séparation utilisent la séparation par passage sélectif (perméation) d'un ou plusieurs composants. La composition de la matière passant à travers la membrane est donc différente de la composition de celle retenue par la membrane. Ce type d'opération est schématisé sur la figure ci-dessous.



**Figure : Déshydratation par membranes de perméation**

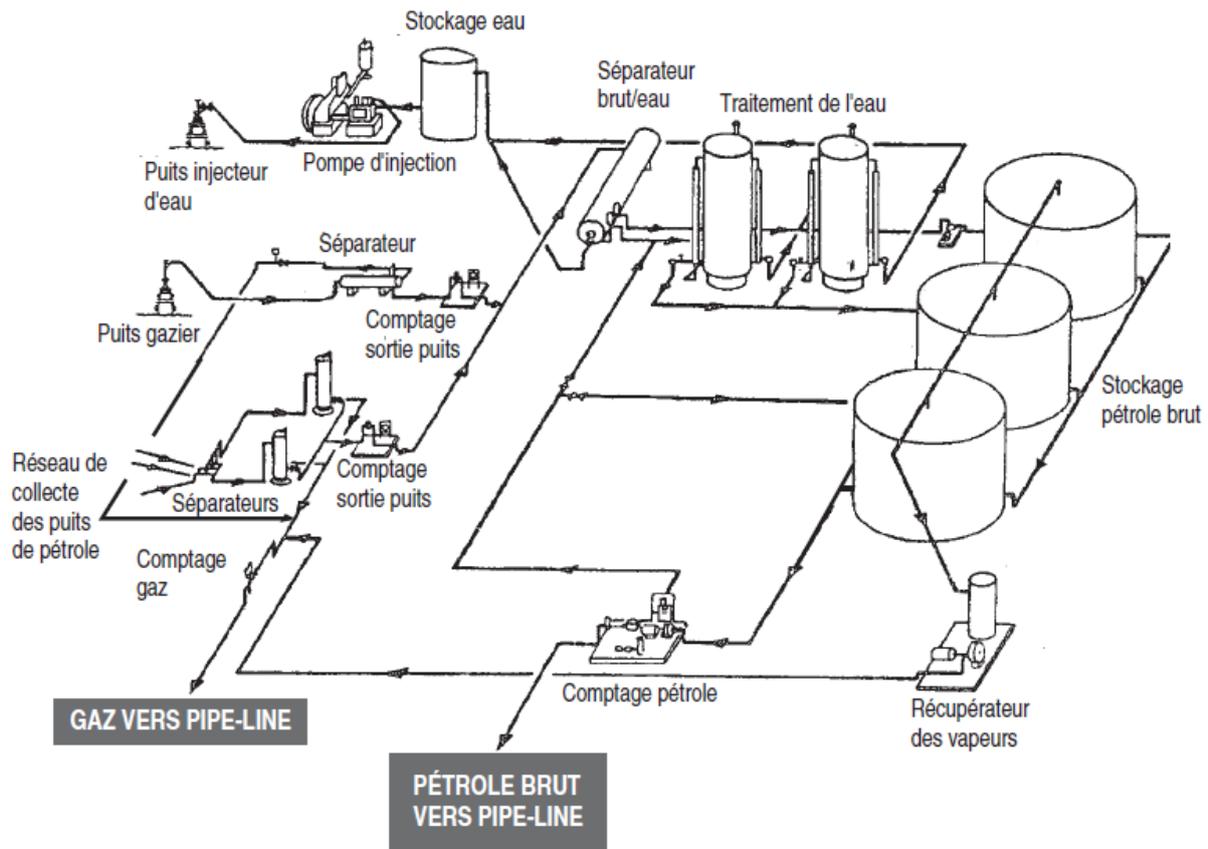
En pratique, les membranes sont intégrées dans un support pour former ce que l'on appelle un module. Dans cette figure, le flux passant à travers la membrane est appelé perméat, et le flux retenu par la membrane est appelé rétentat. La différence de pression entre le flux entrant et le flux du perméat crée la force motrice de la séparation, la fraction du flux d'entrée qui passe à travers la membrane est appelée taux de conversion.

### Traitements dans les stations satellites

Pour les champs de très grandes dimensions, il existe souvent des stations satellites situées à proximité des puits et dans lesquelles des traitements initiaux sont effectués :

- Stabilisation du pétrole brut
- Décantation de l'eau contenue dans le brut
- Traitement de l'eau pour réinjection dans un puits injecteur

Le gaz et le pétrole brut sont ensuite expédiés par pipe-line vers une installation centrale où sont effectués les traitements complets du gaz et du pétrole.



Exemple de station satellite

---

### Référence :

- Sellami Mohamed Hassen ; Procédés de traitement du gaz. Université Kasdi Merbah Ouargla (2015)
- Manuel formation ENSPM référence SE MAN- 02102\_A\_F - Rév. 3 / IFP Training-France (2009)
- A. HAMZI, Brochure de formation: Entreprise Nationale Sonatrach, Direction Centrale Institut Algérien du Pétrole (2015)