

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Mustapha Stambouli de Mascara



Faculté de Science et Technologie
Département de Génie des Procédés

POLYCOPIÉ DE COURS
Introduction au raffinage et à la pétrochimie

Présenté par: **Dr . ARIBI Koubra**

Maitre de Conférences A

Avant-Propos

L'activité liée au pétrole en **Algérie** revêt un caractère vital par son importance stratégique. Aussi la formation de cadres pour le secteur est impérative. En effet, dans le domaine Sciences et Technologies (ST), la filière Génie des Procédés' est destinée à répondre et à satisfaire la demande du **secteur**.

Le cours **Introduction au raffinage et à la pétrochimie** (22h :30) est assuré aux étudiants de 2^e ingénieur, Ingénierie des Procédés Chimiques, 2025-2026 ; ce cours est composé de 3 chapitres:

- **Formation et Exploitation du Pétrole et du Gaz naturel** : Ce chapitre est composé de trois parties présentant l'origine et la formation du pétrole, Gisements et caractéristiques des pétroles, les méthodes d'exploration et les techniques d'exploitation du pétrole.
- **Schémas de raffinage du pétrole** : Constitué de quatre chapitres, il initie les étudiants à l'industrie pétrochimique à partir de la nomenclature et des propriétés des produits pétroliers, des schémas clés des procédés de fabrication, du gaz naturel, ainsi que des contraintes environnementales et de l'évolution du raffinage.
- **Schémas de fabrication pétrochimique** : Cette partie est consacrée aux dérivés du naphta et les produits les plus couramment utilisés tels que le PVC et l'ammoniac, finalement synthèse de L'ammoniac liquide comme un carburant vert.



Table de matière

Avant-Propos

Chapitre I- Formation et exploitation du pétrole et gaz naturel.....05

I.1.Introduction.....	06
I.2. L'huile de schiste.....	06
I.3. Origine du pétrole.....	07
I.4. Le cas des schistes bitumineux.....	09
I.5. La formation des gisements de pétrole.....	10
I.6. les différents types de « pièges à pétrole »	11
I.7. les différents types de pétrole formé	13
I.8. La classification des pétroles bruts.....	16
I.9. Le gaz naturel comprimé et les gaz d'hydrocarbures liquéfiés.....	20
I.10. Les propriétés des gaz d'hydrocarbures.....	24
I.11. La prospection du pétrole et du gaz.....	25
I.12. Les opérations en mer.....	27
I.13. Les types de puits.....	30
I.14. Les méthodes de forage.....	31
I.15. Autres méthodes de forage.	34
I.16. Les opérations de forage.....	34
I.17. La production et la conservation du pétrole brut et du gaz.....	35
I.18. L'augmentation des quantités récupérées.....	36
I.19. La production et le traitement du gaz naturel.....	40
I.20. Les activités des entreprises extérieures.....	41
I.21. Les conditions de travail, la sécurité et la santé.....	42

Chapitre II - Schémas de raffinage du pétrole.....53

II.1. Introduction.....	54
II.2. Nomenclature et caractéristiques des produits pétroliers.....	54
II.3. Principaux schémas de procédés de fabrication.....	56
II.4. Les trois étapes du raffinage.....	59
II.5. Gaz Naturel.....	64
II.6. Contraintes environnementales et évolution du raffinage.....	70

Chapitre III - Schémas de fabrication pétrochimique.....73

III.1. Introduction.....	74
III.2. Diversité des produits de l'industrie pétrochimique.....	73
III.3. Principales voies de fabrication en pétrochimie.....	75
III.3.1. Le craquage à la vapeur (Vapocraquage).....	75
III.3.2. Les procédés d'extraction.....	77
III.3.3. Procédé de polymérisation.....	80
III.3.4. Fabrication Industrielle du PVC.....	81
III.3.4. Production de l'ammoniac.....	84
III.4. L'ammoniac liquide : un carburant vert pour le secteur du transport	90
III.4.1 Vers une production industrielle d'ammoniac à moindre empreinte carbone	92

III.4.2. L'ammoniac liquide : des propriétés de stockage et d'usage compétitives ?.....	94
III.4.3. Un vecteur énergétique pour le stockage d'hydrogène.....	96
III.5. Bientôt de l'hydrogène vert produit chez Solfert.....	97

Références bibliographiques.....	99
Références complémentaires	100

Chapitre I

Formation et exploitation du pétrole et gaz naturel



Dans le cadre du contrat Berkine Sud, signé entre SONATRACH et Eni en décembre 2021, sous l'égide de la nouvelle loi sur les hydrocarbures 19-13, SONATRACH annonce la mise en production de deux champs gaziers liés à ce contrat, indique un communiqué du Groupe pétrolier Sonatrach.

I.1.Introduction

Les pétroles bruts et les gaz naturels sont des mélanges de molécules d'hydrocarbures (composés organiques d'atomes de carbone et d'hydrogène) contenant de 1 à 60 atomes de carbone. Les propriétés de ces hydrocarbures dépendent du nombre et de la disposition des atomes de carbone et d'hydrogène dans leurs molécules. La molécule d'hydrocarbure de base est constituée d'un atome de carbone lié à 4 atomes d'hydrogène (méthane). Toutes les autres variantes d'hydrocarbures de pétrole dérivent de cette molécule. Les hydrocarbures qui contiennent jusqu'à 4 atomes de carbone sont généralement des gaz, ceux qui contiennent de 5 à 19 atomes des liquides, et ceux qui en contiennent 20 ou plus des solides. En plus des hydrocarbures, les pétroles bruts et les gaz naturels contiennent des composés sulfurés, azotés et oxygénés, ainsi que de petites quantités de métaux et d'autres éléments à l'état de traces.

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments. Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler les vides existant dans ces formations sus-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses. Le pétrole et le gaz ont comblé les espaces laissés dans des couches de roche poreuse et des réservoirs naturels souterrains (sables saturés, par exemple), le gaz plus léger surplombant le pétrole lourd. A l'origine, ces espaces étaient horizontaux, mais les mouvements de la croûte terrestre ont créé des poches, appelées failles, anticlinaux, dômes de sel et pièges stratigraphiques, dans lesquelles le pétrole et le gaz se sont accumulés en gisements. depuis 1860 qu'il est produit industriellement

I.2. L'huile de schiste

L'huile de schiste, ou kérogène, est un mélange d'hydrocarbures solides et d'autres composés organiques contenant de l'azote, de l'oxygène et du soufre. Elle est extraite par pyrolyse d'une roche appelée schiste bitumineux, qui fournit entre 60 et 200 litres de pétrole par tonne de roche. On parle couramment de prospection et de production pour désigner les activités de l'industrie pétrolière consistant à rechercher et découvrir de nouveaux gisements de pétrole et de gaz naturel, à forer des puits et à faire remonter les produits jusqu'à la surface. Autrefois, le pétrole brut, qui affleurait naturellement en surface, était recueilli pour ses propriétés médicinales, pour

la fabrication de revêtements de protection et pour l'éclairage. La présence de gisements de gaz naturel était repérable grâce aux feux brûlant à la surface du sol. Ce n'est qu'en 1859 cependant qu'ont été mises au point des méthodes de forage et de production de pétrole brut en grandes quantités.

I.3. Origine du pétrole

Il y a plusieurs grandes étapes conduisant la formation du pétrole brut exploité par l'Homme.

I.3.1. L'accumulation de matière organique dans les sédiments

La matière organique est issue d'êtres vivants (**plancton, végétaux, animaux, etc.**). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « la biomasse ». Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1%) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des **boues de sédimentation**. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

I.3.2. La formation du kérogène

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'**action de bactéries anaérobies** (vivant en milieu privé d'oxygène).

Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

I.3.3. La maturation du kérogène en pétrole

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre. Au cours de ce phénomène et au-delà de 1 000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des

boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée « **roche-mère** », cette formation piège le kérogène.

La roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un **craquage thermique, appelé également « pyrolyse »**. Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

- **entre 60° et 120°C (entre 2 000 à 3 000 mètres de profondeur)**, le kérogène produit **principalement du pétrole** et une faible quantité de gaz ;
- à partir de 120°C (soit 3 000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression ;
- **au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres)**, il ne se forme **plus que du gaz**.

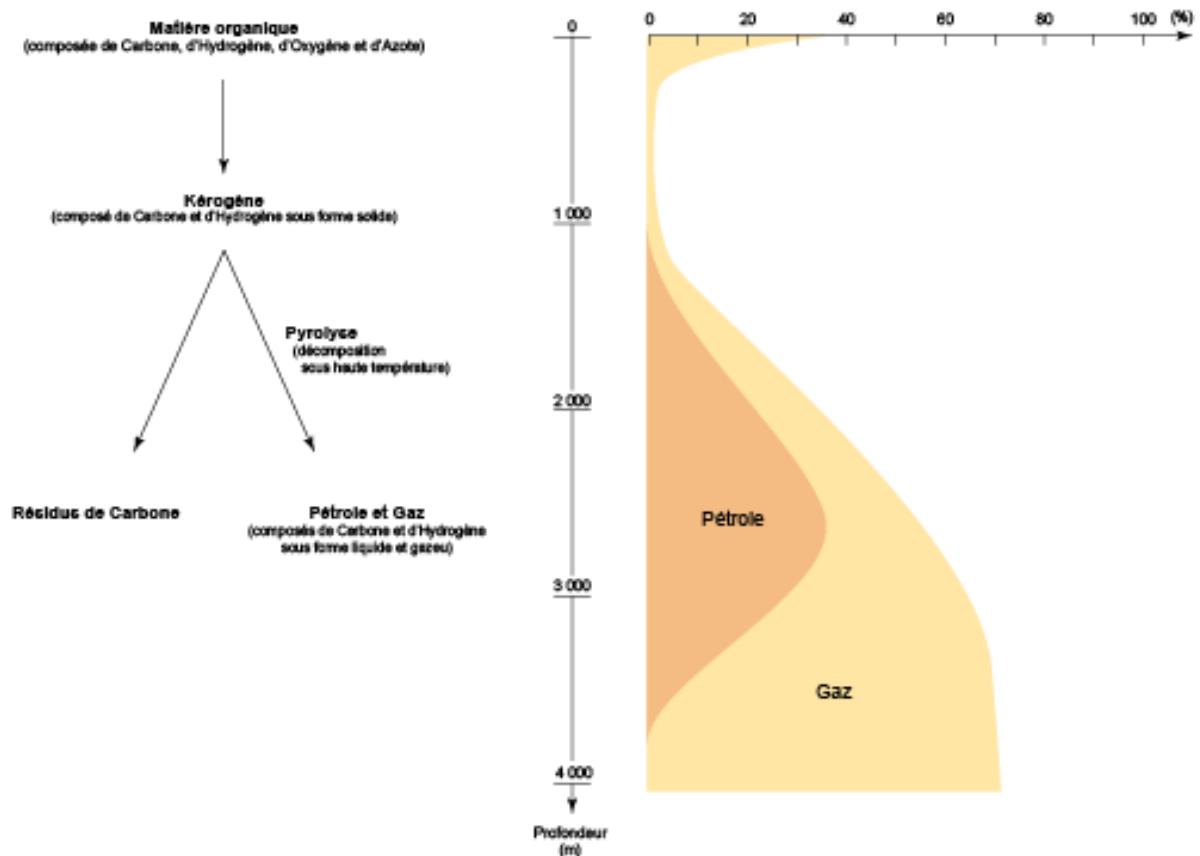


Figure I.1. Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement (©Connaissance des Énergies, d'après le département de géologie de l'université Laval)

I.4. Le cas des schistes bitumineux

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'« avant-pétrole » dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse (à 500°C pour accélérer la maturation du kérogène).

I.5. La formation des gisements de pétrole

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

I.5.1. Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la **roche-mère, compacte et imperméable**. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement)? L'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

I.5.2. Migration secondaire

De faible densité, le pétrole expulsé (mélangé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

- en général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des **pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds »** et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière ;
- parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « **roche-couverture** » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des

densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

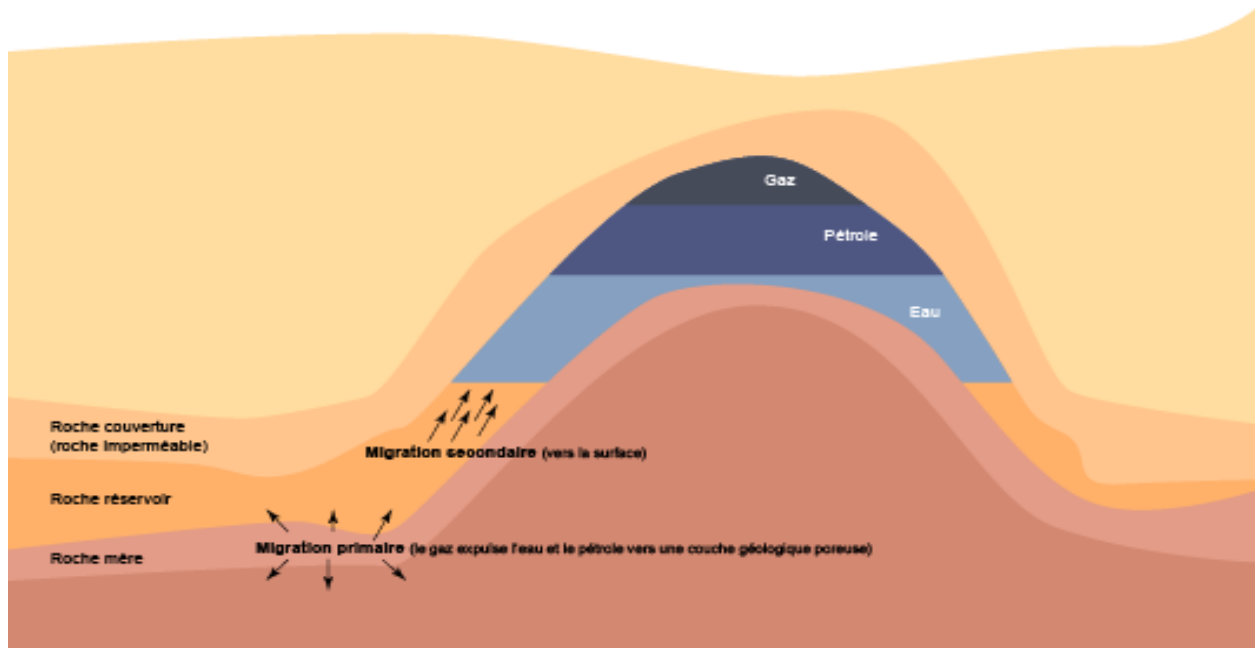


Figure I.2. Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement (©Connaissance des Énergies)

Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches-réservoirs.

En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est plus connu sous le nom d'**huile de schiste** ou de **pétrole de schiste**. Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique (le pétrole exploité est à ce titre souvent qualifié de « **non conventionnel** »).

I.6. les différents types de « pièges à pétrole »

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

- Pièges structuraux

Le plus courant est le piège **anticlinal**, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, **environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.**

Lors de la création d'une **faille**, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

- Pièges stratigraphiques

Les **dômes de sel (appelés diapirs)** sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches-réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

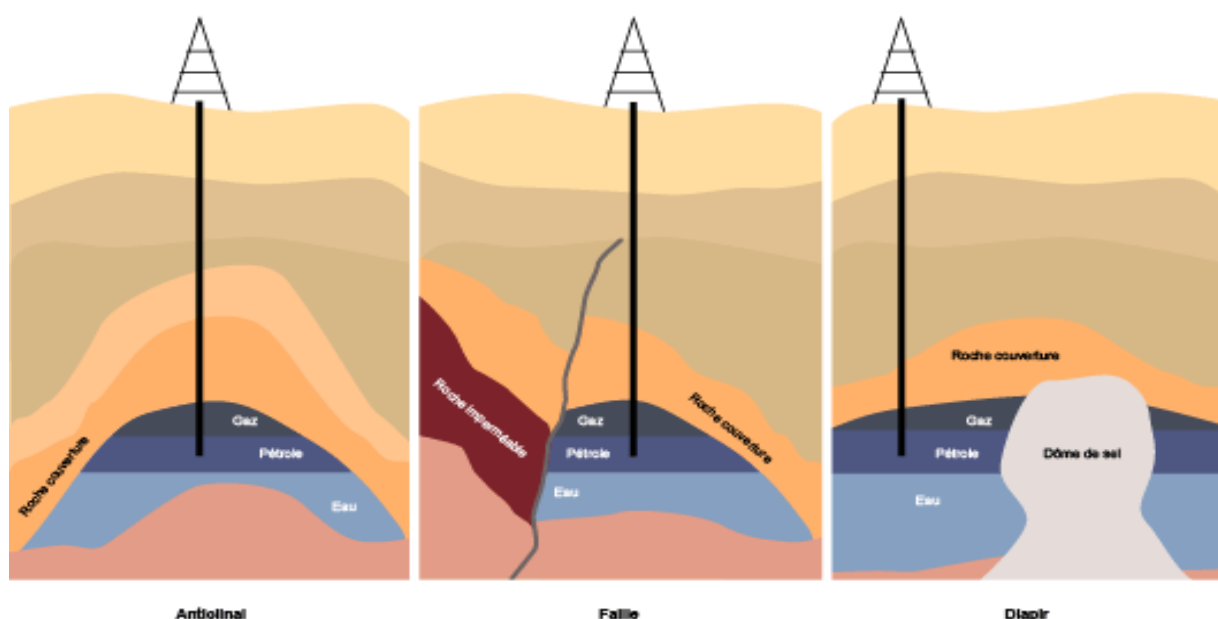


Figure I.3. Les principaux types de pièges à pétrole (©Connaissance des Énergies)

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface (on parle alors parfois de « **dysmigration** ») ou vers un autre piège.

I.7. les différents types de pétrole formé

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la densité, de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

- Densité du pétrole

La densité d'un pétrole brut est exprimée en degrés « API », (du nom de l'American Petroleum Institute ou API⁽¹⁾ qui a mis en place cette échelle avec le National Institute of Standards and Technology). Elle est mesurée par la formule suivante (en arrondissant la valeur obtenue à l'unité près).

$$\text{densité API} = (141,5 / \text{densité à } 60^{\circ} \text{ Fahrenheit}) - 131,5$$

Plus un pétrole brut est léger, plus sa densité est faible et plus son indice API est ainsi élevé.

Un pétrole est généralement qualifié de léger (« light ») si son degré API est supérieur à 30°API (cas du « Brent », brut de référence en mer du Nord), de moyen (« medium ») s'il est compris entre 20° et 30°API, de lourd (« heavy ») entre 10° et 20°API et d'extra lourd (« ultra-heavy ») s'il est inférieur à 10°API (cas du pétrole au Venezuela dans la ceinture de l'Orénoque).

- Viscosité du pétrole

Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est dit « lourd » :

- **les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;
- **les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;
- **les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du Sud en sont un exemple ;
- **les gisements de bitume** : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

- Teneur en soufre du pétrole

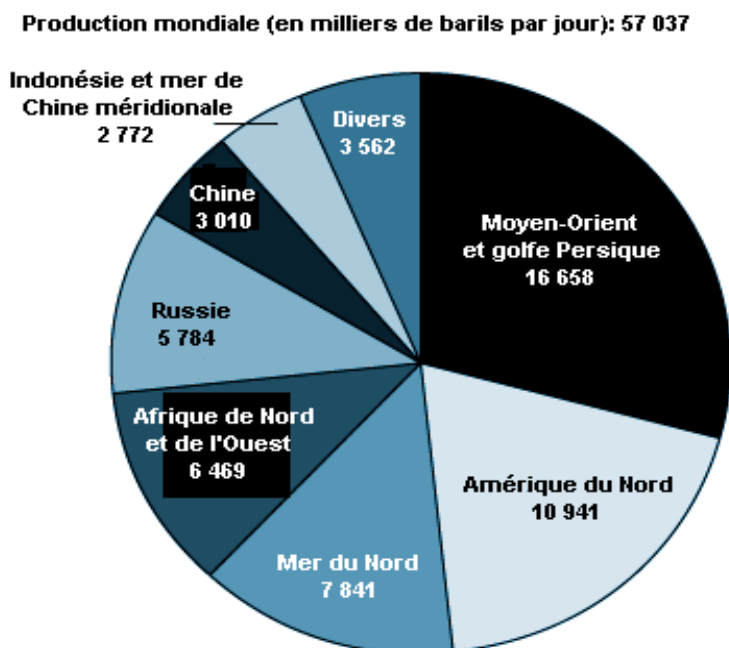
La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en « doux » (faible teneur en soufre) soit en **sulfuré** dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord.

Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant.

On trouve du pétrole brut et du gaz naturel dans le monde entier, sous les fonds marins et sous les continents, dans les régions suivantes:

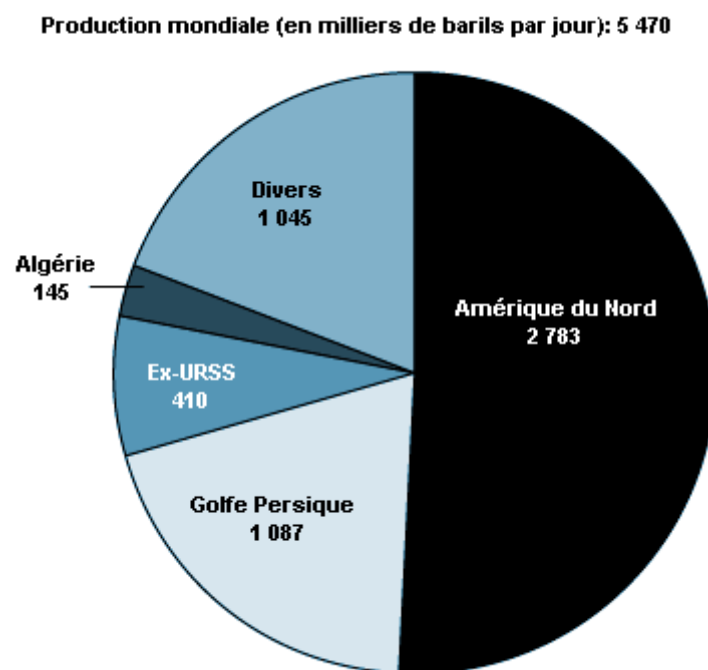
- bassin intercontinental de l'hémisphère occidental (golfe du Mexique, Mexique, Venezuela);
- Moyen-Orient (péninsule arabique, golfe Persique, mer Noire, mer Caspienne);
- Indonésie et mer de Chine méridionale;
- Afrique du Nord et Afrique occidentale (Sahara et Nigéria);
- Amérique du Nord (Alaska, Terre-Neuve, Californie et Etats du centre du continent nord-américain);
- Extrême-Orient (Sibérie et Chine);
- mer du Nord.

Les figure I.3 et I.4 indiquent les chiffres de la production mondiale de pétrole brut et de gaz naturel en 1995.



Source: d'après Energy Information Administration, 1996.

Figure I.3. Production mondiale de pétrole brut, 1995



Source: d'après Energy Information Administration, 1996.

Figure I.4. Production mondiale de liquides du gaz naturel, 1995

La désignation des pétroles bruts indique souvent à la fois le type de produit et la région où il a été découvert pour la première fois. Par exemple, le premier pétrole brut commercial, le brut de Pennsylvanie, doit son nom à son lieu d'origine aux Etats-Unis. D'autres exemples sont le léger d'Arabie saoudite et le lourd du Venezuela. Deux bruts de référence utilisés pour fixer les cours mondiaux sont le pétrole léger non sulfuré du Texas et le Brent de la mer du Nord.

I.8. La classification des pétroles bruts

Les pétroles bruts sont des mélanges complexes constitués de nombreux composés différents d'hydrocarbures; leur apparence et leur composition varient d'un gisement à l'autre et, parfois même, entre des puits relativement proches. La consistance des pétroles bruts va d'un mélange aqueux à un solide de type bitumineux, et leur couleur varie du clair au noir. Un pétrole brut «moyen» contient environ 84% de carbone, 14% d'hydrogène, de 1 à 3% de soufre, et moins de 1% d'azote, d'oxygène, de métaux et de sels (voir [tableaux I.1](#) et [I.2](#)).

Tableau I.1 Caractéristiques et propriétés approximatives et potentiel en essence de différents pétroles bruts représentatifs*

Source et nom du brut	Paraffines % vol.	Aromatiques % vol.	Naphtènes % vol.	Soufre % poids	Degré API (approximatif)	Rendement en naphtène % vol.	Indice d'octane (type)
Nigérian léger	37	9	54	0,2	36	28	60
Saoudien léger	63	19	18	2	34	22	40
Saoudien lourd	60	15	25	2,1	28	23	35
Vénézuélien lourd	35	12	53	2,3	30	2	60

Vénézuéli en léger	52	14	34	1,5	24	18	50
Brut non sulfuré des Etats du centre des Etats- Unis	—	—	—	0,4	40	—	—
Brut acide de l'ouest du Texas	46	22	32	1,9	32	33	55
Brent de la mer du Nord	50	16	34	0,4	37	31	50

* Chiffres moyens représentatifs.

Tableau I.2 Composition du pétrole brut et du gaz naturel

Hydrocarbures
<i>Paraffines:</i> les molécules (aliphatiques) d'hydrocarbures paraffiniques saturés constitués de chaînes que l'on trouve dans le pétrole brut sont de formule C_nH_{2n+2} , les atomes de carbone étant disposés en chaînes droites (normales) ou ramifiées (isomères). On trouve des molécules de paraffine en chaîne droite, plus légères, dans les gaz et les cires de paraffine. Les paraffines en chaîne ramifiée se trouvent généralement dans les fractions plus lourdes du pétrole brut et ont des indices d'octane plus élevés que les paraffines ordinaires.
<i>Aromatiques:</i> les aromatiques sont des composés d'hydrocarbures cycliques insaturés. Les naphthalènes sont des hydrocarbures composés de deux noyaux benzéniques soudés

ensemble. Les composés polynucléaires, formés par liaison de trois noyaux aromatiques ou plus, se trouvent dans les fractions de pétrole brut les plus lourdes.

Naphtènes: les naphtènes sont des groupements d'hydrocarbures de type cyclique saturés, de formule C_nH_{2n} , disposés en cycles fermés. On les trouve dans toutes les fractions du pétrole brut, sauf dans les fractions très lourdes. Les naphtènes à cycle unique (monocycloparaffines), avec cinq et six atomes de carbone, sont prédominants; ceux à double cycle (dicycloparaffines) se trouvent dans les fractions les plus lourdes du naphta.

Hors hydrocarbures

Soufre et composés sulfurés: le soufre est présent dans le gaz naturel et le pétrole brut sous forme de sulfure d'hydrogène (H_2S), de composés divers (thiols, mercaptans, sulfures, polysulfures, etc.) ou de soufre élémentaire. Chaque gaz et chaque brut contiennent des quantités et des types de composés sulfurés différents, mais en règle générale la proportion, la stabilité et la complexité des composés sont plus grandes dans les fractions de brut plus lourdes.

Les composés sulfurés appelés mercaptans, qui ont une odeur particulière détectable à de très faibles concentrations, se trouvent dans le gaz, les huiles de pétrole brut et les distillats. Les plus courants sont les méthylmercaptans et les éthylmercaptans. Les mercaptans sont souvent ajoutés au gaz commercial (GNL et GPL) comme odorisant permettant de détecter les fuites.

Il y a des risques d'exposition à des niveaux toxiques de H_2S lors des travaux de prospection, de production, de transport et de traitement du brut et du gaz naturel. La combustion des hydrocarbures de pétrole qui contiennent du soufre dégage des substances indésirables telles que de l'acide sulfurique et du dioxyde de soufre.

Composés oxygénés: des composés oxygénés, comme les phénols, les cétones et les acides carboxyliques, sont présents dans le brut en quantités variables.

Composés azotés: on trouve de l'azote dans les fractions légères du brut, sous forme de composés azotés basiques et, plus souvent, dans les fractions lourdes du brut sous forme de composés non basiques qui peuvent en outre contenir des traces de métaux.

Traces de métaux: des traces ou des quantités extrêmement faibles de métaux tels que cuivre, nickel, fer, arsenic et vanadium sont souvent présentes dans le brut.

Sels inorganiques: les bruts contiennent souvent des sels inorganiques tels que le chlorure de sodium, le chlorure de magnésium et le chlorure de calcium, en suspension dans le brut ou dissous dans les eaux entraînées (saumure).

Dioxyde de carbone: le dioxyde de carbone peut provenir de la décomposition des bicarbonates présents dans le brut, ou qui y ont été ajoutés, ou de la vapeur d'eau utilisée dans le processus de distillation.

Acides naphthéniques: certains bruts contiennent des acides (organiques) naphthéniques, qui peuvent devenir corrosifs à des températures supérieures à 232 °C lorsque l'acidité du brut dépasse un certain niveau.

Matières radioactives naturelles: on trouve souvent dans le brut, dans les dépôts de forage et dans la boue de forage des matières radioactives naturelles qui peuvent présenter un risque dès les niveaux faibles.

Des analyses relativement simples sont pratiquées pour classer les pétroles bruts, suivant le type d'hydrocarbures qui prédominent, en paraffinique, naphthénique, aromatique ou mixte. Les bruts à base mixte ont des quantités variables de chaque type d'hydrocarbures. Une méthode d'analyse du Bureau américain des mines (US Bureau of Mines) est fondée sur la distillation; une autre (facteur de caractérisation UOP (Universal Oil Products) des produits pétroliers) sur la densité et les points d'ébullition. Des analyses plus complètes permettent de déterminer la valeur du brut (c'est-à-dire rendement en produits utiles et qualité de ceux-ci) et les paramètres de traitement. Les pétroles bruts sont généralement groupés en fonction de leur hiérarchie par rendement, l'un des produits les plus souhaitables étant l'essence à haut indice d'octane. Les charges de raffinerie consistent le plus souvent en un mélange de deux bruts différents ou plus.

Les pétroles bruts sont également caractérisés par leur degré API (American Petroleum Institute). Par exemple, les pétroles bruts lourds ont un degré API faible (et une masse volumique élevée). Un pétrole brut à faible degré API peut avoir un point d'éclair élevé ou bas, en fonction de ses fractions les plus légères (constituants les plus volatils). Etant donné l'importance de la température et de la pression dans le processus de raffinage, les pétroles bruts sont également classés en fonction de leur viscosité, de leur point d'écoulement et de leurs limites d'ébullition. D'autres caractéristiques physiques et chimiques, telles que la couleur et la teneur en carbone résiduel, sont également prises en considération. Les pétroles bruts riches en

carbone, pauvres en hydrogène et à faible degré API sont généralement riches en hydrocarbures aromatiques; ceux qui sont pauvres en carbone, riches en hydrogène et dont le degré API est élevé sont habituellement riches en paraffines.

Les pétroles bruts qui contiennent des quantités appréciables de sulfure d'hydrogène (H_2S) ou d'autres composés sulfurés réactifs sont appelés «acides». Ceux qui sont moins riches en soufre sont dits «non sulfurés» ou «non corrosifs». Il y a quelques exceptions à cette règle, par exemple les bruts de l'ouest du Texas (toujours considérés comme «acides» quelle que soit leur teneur en H_2S) et les bruts d'Arabie à forte teneur en soufre (qui ne sont pas considérés comme «acides», car les composés sulfurés qu'ils contiennent sont peu réactifs).

I.9. Le gaz naturel comprimé et les gaz d'hydrocarbures liquéfiés

Les hydrocarbures de gaz naturel ont une composition voisine de celle des pétroles bruts en ce sens qu'ils contiennent un mélange de molécules d'hydrocarbures qui diffèrent selon leur origine. Ils peuvent être extraits de gisements de gaz (presque sans liquide), de gisements renfermant du gaz et du pétrole, et de gisements de condensats de gaz dans lesquels certains des composants liquides du pétrole passent à l'état gazeux lorsque la pression est élevée (10 à 70 MPa). Quand la pression diminue (pour tomber entre 4 et 8 MPa), le condensat contenant des hydrocarbures lourds se sépare du gaz par condensation. Le gaz est extrait de puits pouvant atteindre 6,4 km de profondeur et, parfois, davantage, avec des pressions dans les couches allant de 3 MPa à 70 MPa (voir [figure I.5](#)).



Figure I.5. Puits de gaz naturel offshore dans 87,5 m d'eau, zone de Pitas Point, passe de Santa Barbara, Californie du Sud (Etats-Unis)

Le gaz naturel contient entre 90 et 99% d'hydrocarbures, principalement du méthane (l'hydrocarbure le plus simple), et de plus petites quantités d'éthane, de propane et de butane. Il contient également des traces d'azote, de vapeur d'eau, de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène et, parfois, des gaz inertes comme l'argon ou l'hélium. Les gaz naturels qui contiennent plus de 50 g/m³ d'hydrocarbures composés de molécules de 3 atomes de carbone ou plus (C₃ ou au-delà) sont classés comme gaz «pauvres».

Selon son utilisation comme combustible, le gaz naturel est comprimé ou liquéfié. Le gaz naturel extrait des gisements de gaz et de condensats de gaz est traité sur place de manière à satisfaire à des critères précis pour le transport avant d'être comprimé et envoyé dans les gazoducs. Cette préparation comprend l'élimination de l'eau au moyen de séchoirs (déshydrateurs, séparateurs et réchauffeurs), l'élimination du pétrole à l'aide de filtres coalescents et l'extraction des solides par filtration. Le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone sont également éliminés du gaz naturel pour prévenir la corrosion des gazoducs et du matériel de compression et de transport. Le propane, le butane et le pentane, présents dans le

gaz naturel, sont eux aussi éliminés avant le transport pour éviter qu'ils ne se condensent et ne forment des liquides dans le système (voir la rubrique «La production et le traitement du gaz naturel» ci-après).

Le gaz naturel est transporté par canalisation des gisements aux usines de liquéfaction, où il est comprimé et refroidi à environ $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, ce qui donne du gaz naturel liquéfié (GNL) (voir [figure I.6](#)). La composition du GNL est différente de celle du gaz naturel en raison de l'élimination de certaines impuretés et de certains composants pendant le processus de liquéfaction. Le GNL permet d'accroître l'offre de gaz naturel pendant des périodes de forte demande et d'approvisionner les régions éloignées des principaux gazoducs. On le regazéifie par adjonction d'azote et d'air afin de le rendre comparable au gaz naturel avant de l'injecter dans les conduites de distribution. Le GNL est également utilisé comme carburant routier en remplacement de l'essence.



American Petroleum Institute

Figure I.6. La plus grande usine de GNL du monde, à Arzew, Algérie

Les gaz associés au pétrole et les gaz à condensat sont classés parmi les gaz «riches» parce qu'ils contiennent de grandes quantités d'éthane, de propane, de butane et d'autres hydrocarbures saturés. Les gaz associés au pétrole et les gaz à condensat sont séparés et liquéfiés pour obtenir du gaz de pétrole liquéfié (GPL) par compression, adsorption, absorption et refroidissement dans les usines de transformation du pétrole et du gaz. Ces usines de traitement du gaz produisent aussi de l'essence naturelle et d'autres fractions d'hydrocarbures.

Contrairement au gaz naturel, aux gaz associés au pétrole et aux gaz à condensat, les gaz de raffinerie (c'est-à-dire des sous-produits du raffinage) contiennent des quantités considérables d'hydrogène et d'hydrocarbures non saturés (éthylène, propylène, etc.). Leur composition dépend dans chaque cas du procédé particulier et des pétroles bruts utilisés. Par exemple, les gaz obtenus par craquage thermique contiennent généralement d'importantes quantités d'oléfines, alors que ceux obtenus par craquage catalytique contiennent davantage d'isobutanes. Les gaz de pyrolyse contiennent de l'éthylène et de l'hydrogène. La composition approximative des gaz naturels et des gaz de raffinerie est indiquée au tableau I.3.

**Tableau I.3. Composition approximative du gaz naturel et du gaz de raffinerie
(pourcentage en volume)**

Gaz type	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	N ₂ +CO ₂	C ₅ +
Gaz naturel	s.o.	98	0,4	s.o.	0,15	s.o.	0,05	s.o.	1,4	s.o.
Gaz associés au pétrole	s.o.	42	20	s.o.	17	s.o.	8	s.o.	10	3
Gaz de raffinerie	5-6	10	3-5	3	16-	6-11	42-46	5-6	s.o.	5-
Craquage	12	5-7	5-7	16-	20	7-8	0,2	4-5	s.o.	12
catalytique				18	0,5					2-3
Pyrolyse										

s.o. = sans objet

Le gaz naturel combustible, d'un pouvoir calorifique de 35,7 à 41,9 MJ/m³ (8 500 à 10 000 kcal/m³), sert essentiellement à produire de la chaleur dans des applications domestiques,

agricoles, commerciales et industrielles. L'hydrocarbure de gaz naturel est également utilisé comme matière première dans des procédés pétrochimiques et chimiques. Le gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$), obtenu par oxygénation à partir du méthane ou par transformation de la vapeur d'eau, est utilisé pour produire de l'ammoniac, de l'alcool et d'autres produits chimiques organiques. Le gaz naturel comprimé (GNC) et le gaz naturel liquéfié (GNL) sont tous les deux utilisés comme carburants pour les moteurs à combustion interne. Les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) provenant du raffinage ont des pouvoirs calorifiques élevés, de $93,7 \text{ MJ/m}^3$ pour le propane ($22\,400 \text{ kcal/m}^3$) et $122,9 \text{ MJ/m}^3$ pour le butane ($29\,900 \text{ kcal/m}^3$); ils servent de combustibles de chauffage dans les logements et les locaux commerciaux et industriels et comme carburants pour les véhicules (National Fire Protection Association (NFPA), 1991). Les hydrocarbures non saturés (éthylène, propylène, etc.) dérivés des gaz de raffinerie peuvent être convertis en essence à indice d'octane élevé ou employés comme matière première dans les industries chimique et pétrochimique.

I.10. Les propriétés des gaz d'hydrocarbures

Selon l'Association nationale de protection contre l'incendie (National Fire Protection Association (NFPA)), aux Etats-Unis, les gaz inflammables sont ceux qui brûlent dans les concentrations d'oxygène normalement présentes dans l'air. La combustion des gaz inflammables est semblable à celle des vapeurs d'hydrocarbures liquides inflammables; il faut en effet qu'une température d'inflammation précise soit atteinte pour que le gaz commence à brûler, et il n'y aura combustion que dans une certaine fourchette de mélanges de gaz et d'air. Les liquides inflammables ont un point d'éclair, qui est la température — toujours inférieure à leur point d'ébullition — à laquelle ils dégagent suffisamment de vapeurs pour qu'il y ait combustion. Il n'y a pas de point d'éclair apparent pour les gaz inflammables, car ils se trouvent normalement à des températures supérieures à leur point d'ébullition, même lorsqu'ils sont liquéfiés et, donc, toujours à des températures nettement supérieures à leur point d'éclair.

La NFPA (1976) définit comme suit les gaz comprimés et liquéfiés:

- «Les gaz comprimés sont les gaz qui, aux températures atmosphériques normales à l'intérieur du récipient qui les contient, n'existent qu'à l'état gazeux sous pression».

- «Les gaz liquéfiés sont les gaz qui, aux températures atmosphériques normales à l'intérieur du récipient qui les contient, existent partiellement à l'état liquide et partiellement à l'état gazeux, et sont sous pression tant qu'il reste du liquide dans le récipient».

Le principal facteur qui détermine la pression à l'intérieur du récipient est la température du liquide stocké. Lorsqu'il est exposé à l'atmosphère, le gaz liquéfié se vaporise très rapidement et se déplace à la surface de l'eau ou du sol, à moins qu'il ne soit dispersé dans l'atmosphère par le vent ou par un mouvement d'air mécanique. Aux températures atmosphériques normales, un tiers environ du liquide contenu dans le récipient se vaporise.

Les gaz inflammables sont également classés en gaz combustibles et gaz industriels. Les gaz combustibles, y compris le gaz naturel et les gaz de pétrole liquéfiés (propane et butane), sont brûlés avec de l'air pour produire de la chaleur dans des fours, des hauts-fourneaux, des chauffe-eau et des chaudières. Les gaz industriels inflammables tels que l'acétylène sont utilisés pour des opérations de transformation, de soudage, de découpage et de traitement thermique. Les différences de propriétés des gaz naturels liquéfiés (GNL) et des gaz de pétrole liquéfiés (GPL) sont indiquées au tableau I.3.

I.11. La prospection du pétrole et du gaz

La prospection du pétrole et du gaz nécessite des connaissances en géographie, en géologie et en géophysique. Le pétrole brut est présent, en général, dans des formations géologiques particulières, telles que les anticlinaux, les pièges de faille et les dômes de sel, que l'on trouve sous divers types de terrains et dans des climats très divers. Après avoir choisi une zone intéressante, on procède à de nombreux levés géophysiques et à des mesures afin d'obtenir une évaluation précise des formations souterraines et, notamment, aux levés suivants:

- *Levés magnétométriques.* Des magnétomètres suspendus à des avions mesurent les variations du champ magnétique terrestre afin de localiser les formations de roches sédimentaires dont le magnétisme est généralement inférieur à celui d'autres roches.
- *Levés photogrammétriques aériens .* Des photographies prises d'avion et avec des appareils spéciaux permettent d'obtenir des vues de la Terre en trois dimensions, qui sont utilisées pour localiser les formations terrestres susceptibles de receler des gisements de pétrole et de gaz.

- *Levés gravimétriques* . Comme la présence d'énormes masses de roche dense augmente la force de la pesanteur, on utilise des gravimètres qui permettent d'obtenir des données sur les formations sous-jacentes en mesurant les infimes variations de la pesanteur.
- *Levés sismiques* . Les études sismiques fournissent des informations sur les caractéristiques générales de la structure souterraine (voir [figure I.7](#)). On obtient les mesures à partir d'ondes de choc produites par l'explosion de charges placées dans des trous de petit diamètre, à l'aide d'appareils sur terre et dans l'eau qui produisent des vibrations ou des percussions, et par des décharges sous-marines d'air comprimé. Le temps qui s'écoule entre le début de l'onde de choc et le retour de l'écho sert à déterminer la profondeur des couches réfléchissantes. L'utilisation des ordinateurs à grande puissance pour produire des images en trois dimensions améliore considérablement l'évaluation des résultats des essais sismiques.



American Petroleum Institute

Figure I.7. Opérations sismiques en Arabie saoudite

- *Levés radiographiques* . La radiographie consiste à utiliser des ondes radio pour obtenir des informations semblables à celles fournies par les levés sismiques.
- *Levés stratigraphiques* . L'échantillonnage stratigraphique consiste à analyser des carottes de roches souterraines afin d'y rechercher des traces de gaz et de pétrole. Une longueur de roche cylindrique, appelée carotte, est découpée par un trépan creux et poussée vers le haut dans un

tube (carottier) attaché au trépan. Le carottier est ramené à la surface et la carotte est retirée pour être analysée.

Lorsque les levés et les mesures indiquent la présence de formations ou de strates susceptibles de contenir du pétrole, on effectue des sondages d'exploration pour déterminer s'il y a ou non du pétrole ou du gaz et, dans l'affirmative, si celui-ci est extractible et exploitable en quantités commercialement viables.

I.12. Les opérations en mer

Bien que le premier forage en mer ait eu lieu au début du siècle au large des côtes de Californie, c'est l'année 1938 qui marque le début des forages sous-marins modernes, avec la découverte d'un gisement dans le golfe du Mexique, à 1,6 km des côtes des Etats-Unis. Après la seconde guerre mondiale, les forages en mer se sont considérablement développés, d'abord dans des eaux peu profondes adjacentes à des zones de production terrestres déjà connues, puis dans d'autres zones d'eaux plus ou moins profondes du monde entier, sous des climats allant de celui de l'Arctique à celui du golfe Persique. Au début, les forages sous-marins n'étaient possibles que dans des profondeurs d'eau ne dépassant pas 91 m; aujourd'hui, les plates-formes modernes permettent de forer à des profondeurs supérieures à 3 200 m. Les activités pétrolières en mer comprennent entre autres la prospection, le forage, la production, le traitement, les travaux de construction, d'entretien et de réparation sous l'eau, et le transport du pétrole et du gaz vers le littoral par navire ou oléoduc.

I.12.1. Les plates-formes de forage en mer

Les plates-formes de forage supportent les appareils de sondage, les installations et les équipements indispensables aux opérations en mer ou dans les eaux intérieures. Suivant la profondeur, on utilise des barges flottantes ou submersibles, ou des navires, des plates-formes fixes sur piliers en acier en eaux peu profondes, ou des grandes plates-formes semi-submersibles en béton armé en eaux profondes. Après le forage, les plates-formes marines servent de base à l'équipement de production. Les très grandes plates-formes de production disposent de quartiers d'habitation pouvant loger plus de 250 personnes faisant partie de l'équipage ou du personnel auxiliaire, d'un hélicoptère, d'une usine de traitement et d'installations de stockage de pétrole brut et de condensats (voir [figure I.8](#)).



American Petroleum Institute

Figure I.8. Installation flottante de forage en mer: le navire de forage
Ben Ocean Laneer

Dans le cas des plates-formes flottantes de forage en eaux profondes, l'équipement de la tête de puits est descendu jusqu'au fond de la mer et scellé au tubage de puits. La technologie des fibres optiques permet de contrôler et de faire fonctionner à distance, depuis une grande plate-forme centrale, des plates-formes satellites plus petites et des plaques de base sous-marines. Les installations de production situées sur la grande plate-forme traitent le pétrole brut, le gaz et le condensat provenant des installations satellites, avant qu'ils soient transportés à terre.

Le type de plate-forme utilisé pour les forages sous-marins est souvent déterminé par le type de puits à forer (puits d'exploration ou de production) et par la profondeur des fonds (voir [tableau I.4](#)).

Tableau I.4. Types de plates-formes utilisés pour les forages sous-marins

Type de plate-formes	Profondeur (m)	Description
Barges et plates-formes submersibles	15-30	Barges ou plates-formes remorquées sur le site et immergées de manière à reposer sur le fond. Des colonnes basses flottantes maintiennent les appareils de forage au-

		dessus de l'eau lorsque la barge ou la plate-forme flottante sont déplacées
Plates-formes autoélevatrices (sur piliers)	30-100	Plates-formes flottantes mobiles, pouvant s'élever par elles-mêmes, dont les piliers sont remontés pour le remorquage. Sur le site, les piliers sont abaissés et posés sur le fond, puis étendus pour relever la plate-forme au-dessus du niveau de l'eau
Plates-formes flottantes	100-3000+	Grosses structures à embase-poids, en béton armé, à plusieurs niveaux et autonomes, immergées à l'aide de ballasts jusqu'à une profondeur déterminée, de telle sorte que les colonnes et les appareillages de stabilisation compensent le mouvement des vagues, et ancrées au-dessus du site. Les colonnes servent souvent comme réservoirs pour le pétrole brut en attendant qu'il soit transporté à terre
		Plates-formes flottantes plus petites, suspendues de la même façon, mais qui ne portent que les installations de forage et sont desservies par un ponton annexe
Barges de forage	30-300	Barges automotrices, flottantes ou semi-submersibles
Navires de forage	120-3500+	Navires très perfectionnés, de conception particulière, flottants ou semi-submersibles
Plates-formes fixées au fond	0-250	Plates-formes construites sur des supports en acier (vérins), immergés et fixés sur le fond, et îles artificielles utilisées comme plates-formes
Châssis de guidage de plate-forme sous-marine	sans objet	Installations de production immergées

I.13. Les types de puits

I.13.1. Les puits d'exploration. Après l'analyse des données géologiques et les levés géophysiques, on procède au forage de puits d'exploration, à terre ou en mer. Les forages dans des zones où l'on n'a encore trouvé ni pétrole ni gaz sont appelés «forages de reconnaissance». Ceux qui permettent de découvrir du pétrole ou du gaz sont appelés «puits de découverte». D'autres puits d'exploration, appelés «puits de délinéation», sont forés pour délimiter la formation productive ou pour en rechercher de nouvelles au-dessous ou à côté de cette dernière. Un forage qui ne permet pas de trouver du pétrole ou du gaz, ou seulement d'en trouver trop peu pour une exploitation économique, est appelé «puits sec» ou «forage improductif».

I.13.2. Les puits de développement. Après une découverte, on délimite grossièrement l'étendue du réservoir à l'aide d'une série de puits de délinéation. On fore alors des puits de développement pour produire du pétrole et du gaz. Le nombre de puits de développement à forer dépend des caractéristiques prévues du nouveau gisement, quant à sa taille et à sa productivité. Comme on n'est sûr ni du profil ni des limites du gisement découvert, certains puits de développement peuvent se révéler par la suite être des puits secs. Le forage et la production ont parfois lieu simultanément.

I.3.3. Les puits à géopression/géothermiques. Les puits à géopression/ géothermiques sont des puits qui produisent de l'eau sous très haute pression (50 MPa) et à haute température (149 °C) qui peut contenir des hydrocarbures. L'eau devient un nuage de vapeur chaude qui se répand rapidement dans l'atmosphère en cas de fuite ou de rupture.

I.13.4. Les puits marginaux. Les puits marginaux sont des puits qui extraient d'un réservoir moins de 10 barils de pétrole par jour.

I.13.5. Les puits à plusieurs niveaux. Lorsque, en forant un puits simple, on découvre des formations productives multiples, il est possible de faire passer dans ce puits plusieurs trains de tiges de forage à raison d'un par formation. Le pétrole et le gaz issus de chaque formation sont dirigés vers leurs tuyauteries respectives, isolées les unes des autres par des garnitures qui obturent les espaces annulaires entre les tiges et le tubage du puits. Ces puits sont appelés puits à plusieurs niveaux.

I.13.6. Les puits d'injection. Les puits d'injection servent à pomper de l'air, de l'eau, des gaz ou des produits chimiques dans les gisements productifs soit pour maintenir la pression, soit pour diriger le pétrole vers les puits de production par la force hydraulique ou par une élévation de pression.

I.13.7. Les puits de service. Les puits de service comprennent ceux utilisés pour les opérations de repêchage et de câblage, la pose et la dépose de garnitures/d'obturateurs et la reprise du forage. Des puits de service sont également forés pour l'évacuation sous terre de l'eau salée, qui est séparée du pétrole brut et du gaz.

I.14. Les méthodes de forage

I.14.1. Les installations de forage. Les installations de forage de base comprennent une tour (derrick), des tiges de forage, un treuil permettant de manœuvrer la garniture, une table de forage qui fait tourner la tige et le trépan, un mélangeur de boue, une pompe et un moteur pour entraîner la table de forage et le treuil (voir [figure I.5](#)). Les petites installations utilisées pour forer des puits d'exploration ou des puits sismiques peuvent être montées sur des camions, ce qui permet de les déplacer facilement d'un site à l'autre. Les grandes installations de forage sont soit montées sur les lieux mêmes de leur utilisation, soit équipées d'une tour de forage «portable» articulée (repliable), ce qui les rend plus faciles à manier et à monter.



American Petroleum Institute

Figure I.5. Installation de forage sur l'île d'Ellef Ringnes dans l'Arctique canadien

I.14.2. Le forage par percussion ou au câble. La technique de forage la plus ancienne est le forage par percussion ou forage au câble. Cette méthode lente, et qui ne permet de forer qu'à de faibles profondeurs, est rarement utilisée. Elle consiste à attaquer la roche en soulevant puis en laissant tomber un trépan à ciseau lourd avec une tige au bout d'un câble. Le trépan est retiré par intervalles, et les déblais du forage sont mis en suspension dans l'eau puis ramenés à la surface par vidange ou pompage. A mesure que le trou grandit, il est doublé d'un cuvelage en acier afin d'éviter tout effondrement et de protéger les nappes phréatiques contre la pollution. De tels puits, même peu profonds, nécessitent beaucoup de travail et, quand on rencontre du pétrole ou du gaz, il n'y a aucun moyen de maîtriser le flux immédiat du produit jusqu'à la surface.

I.14.3. Le forage rotary. Cette méthode est la plus courante. On l'utilise pour forer à la fois des puits d'exploration et des puits de production jusqu'à des profondeurs supérieures à 7 km. Des systèmes de forage légers, montés sur camion, sont utilisés pour forer à terre des puits sismiques peu profonds. Des systèmes mobiles et flottants rotatifs, d'un poids moyen ou important, sont utilisés pour forer des puits d'exploration et des puits de production.

L'équipement de forage rotatif est monté sur une plate-forme qui comporte une tour de forage de 30 à 40 m de haut; il comprend une table de rotation, un moteur, un mélangeur de boue, une pompe d'injection, un système de levage à câble à tambour ou à treuil, et de nombreuses sections de tige d'environ 27 m de long chacune. La table de rotation fait tourner une tige carrée reliée à la tige de forage. La tige carrée est équipée d'un injecteur de boue placé à son sommet, lui-même relié à des obturateurs antiéruption. La tige de forage tourne à une vitesse de 40 à 250 tours/min, entraînant soit un trépan à lames avec des arêtes tranchantes en biseau, soit un trépan à molettes avec des dents en matériau très dur.

I.14.4. Le forage par percussion-rotation. Le forage par percussion-rotation est une méthode mixte. Il consiste à utiliser un système de forage rotatif avec un liquide hydraulique circulant qui fait fonctionner un mécanisme de type marteau-piqueur. Grâce à une succession de percussions rapides, la tige de forage creuse le sol par une action combinée de forage et de martelage.

I.14.5. L'électroforage et le turboforage. La plupart des tables de rotation, des treuils et des pompes des systèmes de forage lourds sont entraînés par un moteur électrique ou une turbine, ce qui donne une plus grande souplesse et permet de commander les opérations à distance. L'électroforage et le turboforage sont des méthodes plus récentes qui apportent un gain de puissance au trépan en le reliant directement au moteur de forage situé juste au-dessus de lui dans le fond du puits.

I.14.6. Le forage dirigé. Le forage dirigé est une technique de forage rotatif dans laquelle on fait dévier la tige de forage selon un tracé courbe au fur et à mesure que le trou grandit. Il est utilisé pour atteindre des gisements inaccessibles par forage vertical. Il permet également de réduire les coûts, car on peut forer plusieurs puits dans différentes directions depuis une seule plate-forme. Le forage à longue distance permet d'exploiter depuis les côtes des réservoirs sous-marins. Nombre de ces techniques sont possibles grâce à l'utilisation d'ordinateurs pour diriger des machines de forage automatiques et des tubes flexibles (tubes spirales) qui sont descendus et remontés sans qu'il soit nécessaire d'en emboîter ou déboîter les différentes sections.

I.15. Autres méthodes de forage. Le forage par abrasion utilise un produit abrasif sous pression (au lieu d'une maîtresse-tige et d'un trépan) pour s'attaquer aux roches. Les autres méthodes comprennent le forage à l'explosif et le forage par percement à la flamme.

L'abandon des puits. Lorsque les réservoirs de pétrole et de gaz ne sont plus productifs, les puits sont généralement obturés avec du ciment afin d'éviter des remontées ou des fuites jusqu'à la surface et de protéger les couches et les eaux souterraines. Une fois l'équipement enlevé, le site des puits abandonnés est nettoyé et rendu à son état normal.

I.16. Les opérations de forage

I.16.1. Les techniques de forage

La plate-forme de forage sert de base à partir de laquelle les travailleurs emboîtent et déboîtent les sections de la tige de forage utilisées pour augmenter la profondeur du puits. A mesure que le trou se creuse, de nouvelles longueurs de tige sont ajoutées. Le train de tiges est suspendu à la tour de forage; lorsqu'un trépan doit être changé, tout le train de tiges de forage est extrait du trou, et chaque section est déboîtée et rangée verticalement à l'intérieur de la tour de forage. Après qu'un nouveau trépan a été installé, on procède en sens inverse, et les tiges sont réintroduites dans le trou. Il faut opérer avec beaucoup de soin pour éviter que le train de tiges ne se déboîte de lui-même et ne tombe dans le trou, car il peut alors être très difficile et très onéreux de le récupérer et le puits risque même d'être perdu si cela est impossible. Un autre problème peut se poser si les outils de forage restent coincés dans le trou quand le forage s'arrête. C'est pour cela que, lorsqu'un forage a commencé, il se poursuit généralement jusqu'à ce que le puits soit terminé.

- **La boue de forage**

La boue de forage est un liquide composé d'eau ou de pétrole et d'argile avec des additifs chimiques (formaldéhyde, chaux, hydrazide de sodium ou baryte, par exemple). On y ajoute souvent de la soude caustique pour agir sur le pH (acidité) et pour neutraliser les additifs et les liquides de complétion potentiellement dangereux. La boue de forage, injectée sous pression dans le puits, depuis le réservoir mélangeur qui se trouve sur la plate-forme de forage, descend

à l'intérieur de la tige de forage jusqu'au trépan. Elle remonte ensuite entre la tige de forage et les parois du trou et revient à la surface où elle est filtrée et remise en circulation.

La boue de forage a pour fonctions de refroidir et de lubrifier le trépan, de lubrifier la tige de forage et de faire remonter les déblais. Elle sert également à contenir le flux qui remonte du puits en tapissant les parois du trou et en opposant une résistance à la pression des gaz, du pétrole ou de l'eau rencontrée par le trépan. Des jets de boue sous pression peuvent aussi être injectés au fond du trou afin de faciliter le forage.

- **Le tubage et la cimentation**

Le tubage est un tube en acier spécial épais qui constitue le revêtement du trou de forage. Il sert à empêcher l'éboulement des parois et à protéger les nappes phréatiques en évitant toute fuite de la boue qui remonte vers la surface pendant les opérations de forage. Il sert aussi à isoler les sables imprégnés d'eau et les zones de gaz sous haute pression. Le tubage est d'abord posé près de la surface pour guider la tige de forage. Il est alors fixé par cimentation; un laitier de ciment est injecté dans la tige de forage et est refoulé vers le haut par l'espace compris entre le tubage et les parois du puits. Quand le ciment a pris et que le tubage est scellé, on continue à forer en utilisant un trépan de diamètre plus petit.

Une fois le tubage de surface mis en place, des obturateurs antiéruption (grosses vannes, sacs ou mâchoires) sont fixés au sommet du tubage, dans ce que l'on appelle une cheminée. Après la découverte de pétrole ou de gaz, le tubage est posé au fond du puits pour empêcher la poussière, les roches, l'eau salée et d'autres polluants de remonter dans le trou et pour servir de conduit permettant de récupérer le pétrole brut et le gaz extraits.

I.17. La production et la conservation du pétrole brut et du gaz

La production de pétrole consiste essentiellement en une opération de déplacement de celui-ci sous l'action de l'eau ou du gaz. Au moment du premier forage, presque tout le pétrole brut est sous pression. Cette pression naturelle décroît à mesure que le pétrole et le gaz sont extraits du réservoir, pendant les trois phases de la durée de vie de ce dernier:

- Au cours de la première phase, dite de production éruptive, le débit est déterminé par la pression naturelle dans le réservoir, qui vient du gaz dissous dans le pétrole, du gaz piégé sous pression au-dessus du pétrole et de la pression hydraulique de l'eau piégée sous le pétrole.
- La récupération assistée, qui est la deuxième phase, consiste à injecter du gaz sous pression dans le gisement lorsque la pression naturelle a baissé.
- La troisième phase, celle de la production marginale, intervient lorsque les puits ne produisent plus que par intermittence.

Autrefois, on comprenait mal les forces agissant sur la production de pétrole et de gaz. L'étude du comportement des réservoirs de pétrole et de gaz a commencé au début du XX^e siècle, période à laquelle il fut découvert que l'injection d'eau dans un réservoir augmentait la production. A cette époque, l'industrie pétrolière récupérait entre 10 et 20% de la capacité d'un réservoir, alors que les taux de récupération les plus récents dépassent 60% avant que le puits ne devienne improductif. Si l'on s'efforce de régler le débit, c'est parce que plus le taux de production est élevé, plus la pression diminue rapidement dans le réservoir, ce qui réduit d'autant le volume total de pétrole susceptible d'être récupéré. Deux méthodes utilisées pour préserver les gisements de pétrole sont l'exploitation concertée et l'espacement réglementaire des puits:

- L'*exploitation concertée* est l'exploitation d'un gisement comme une seule unité afin d'appliquer des méthodes de récupération secondaire et de maintenir la pression, même lorsque plusieurs exploitants se trouvent sur les lieux. La production totale est ensuite répartie équitablement entre les exploitants.
- L'*espacement réglementaire* des puits consiste à limiter le nombre de puits et à les placer rationnellement de manière à maximiser la production sans épuiser prématurément le gisement par un nombre excessif de forages.

I.18. L'augmentation des quantités récupérées

Diverses méthodes de récupération permettent d'améliorer la productivité des réservoirs de pétrole et de gaz. L'une de ces méthodes consiste à ouvrir par des moyens chimiques ou physiques des passages dans les couches pour permettre au pétrole et au gaz de se déplacer plus librement à travers les réservoirs jusqu'au puits. On injecte de l'eau et du gaz dans le gisement

afin de maintenir la pression d'exploitation par déplacement naturel. Les méthodes de récupération secondaire, dont le déplacement par pression, l'injection de gaz dans les puits et le noyage, améliorent et rétablissent la pression des réservoirs. La récupération assistée consiste à utiliser diverses méthodes de récupération secondaire dans différentes combinaisons. Elle comprend également des méthodes plus perfectionnées en vue d'extraire des quantités supplémentaires de produit des réservoirs épuisés, telle la récupération thermique, qui utilise la chaleur au lieu de l'eau ou du gaz pour chasser le reste de pétrole brut du réservoir.

I.18.1. L'acidification

L'acidification est une méthode qui permet d'augmenter la production d'un puits en introduisant directement de l'acide dans un réservoir productif afin d'ouvrir des passages d'écoulement par réaction de produits chimiques avec les minéraux. A l'origine, on a recouru à l'acide chlorhydrique pour dissoudre les formations calcaires et le grès. On l'appelle souvent «acide à boue», car il sert aujourd'hui à nettoyer les trous colmatés par la boue de forage et à rétablir la perméabilité aux alentours du trou de forage. Il est encore couramment utilisé, mais on y ajoute différents produits chimiques pour limiter la réaction et empêcher la corrosion et la formation d'émulsions.

L'acide fluorhydrique, l'acide formique et l'acide acétique sont eux aussi utilisés, avec l'acide chlorhydrique, en fonction du type de roche ou de minéraux que l'on trouve dans le réservoir. L'acide chlorhydrique est toujours combiné de nos jours avec l'un ou l'autre de ces trois acides. Les acides formique et acétique sont utilisés dans les réservoirs profonds de calcaire et de dolomie à très haute température et comme acides de désagrégation avant la perforation. De l'acide acétique est également versé dans les puits comme agent tampon de neutralisation pour ajuster le pH des liquides de stimulation des puits. Presque tous les acides sont associés à des additifs tels que des inhibiteurs pour empêcher une réaction avec les tubages métalliques et des agents tensioactifs pour empêcher la formation de boues collantes et d'émulsions.

I.18.2. La fracturation

La fracturation est la méthode utilisée pour augmenter par la force ou par la pression le débit de pétrole ou de gaz à travers un réservoir et jusqu'aux puits. La production peut diminuer lorsque la formation du réservoir n'est pas suffisamment perméable pour permettre au pétrole

de s'écouler librement vers le puits. Des voies d'écoulement souterraines sont ouvertes par injection dans le réservoir d'un liquide sous forte pression traité avec des agents de soutènement (sable, métal, granules chimiques et coquilles), afin de créer des fissures. On peut aussi y ajouter de l'azote pour stimuler l'expansion. Lorsque la pression baisse, le liquide se retire et les agents de soutènement restent en place, maintenant la fissure ouverte de manière que le pétrole puisse s'écouler plus librement.

La fracturation massive désigne l'injection de volumes très importants de liquide dans les puits afin de créer hydrauliquement des fissures de plusieurs milliers de mètres. Cette méthode sert généralement à ouvrir des puits de gaz lorsque les formations du réservoir sont d'une densité telle que même le gaz ne peut les traverser.

I.18.3. Le maintien de la pression

Deux des techniques courantes de maintien de la pression sont l'injection d'eau et de gaz (air, azote, dioxyde de carbone et gaz naturel) dans les réservoirs où la pression naturelle est réduite ou insuffisante pour la production. Ces deux méthodes nécessitent le forage de puits d'injection auxiliaires en des endroits précis pour obtenir les meilleurs résultats. L'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression d'exploitation dans le puits est appelée *déplacement naturel*. L'injection de gaz sous pression pour augmenter la pression du réservoir est appelée extraction par éjection.

I.18.4. L'injection d'eau

La méthode secondaire de récupération assistée la plus courante consiste à envoyer de l'eau dans un réservoir afin de chasser le pétrole vers les puits de production. Dans le système de maille à cinq puits, par exemple, on fore quatre puits qui forment un carré dont le centre est occupé par le puits de production. L'injection est réglée afin de maintenir une progression égale de l'eau dans le gisement jusqu'au puits de production. Une partie de l'eau utilisée est de l'eau salée extraite du pétrole brut. Dans le système d'injection d'eau à basse pression, on ajoute un agent tensioactif à l'eau pour faciliter le passage de l'eau à travers le gisement en réduisant son adhérence à la roche.

I.18.4. L'injection de produits miscibles

L'injection de liquides miscibles et l'injection de polymères miscibles sont des méthodes secondaires de récupération assistée utilisées pour améliorer l'injection d'eau en réduisant la tension superficielle du pétrole brut. Un liquide miscible (c'est-à-dire qui peut se dissoudre dans le brut) est injecté dans le gisement. On envoie ensuite un autre liquide qui chasse le mélange brut-liquide miscible vers le puits de production. L'injection de polymères miscibles consiste à employer un détergent pour extraire le brut des couches. Un gel ou une eau boueuse sont injectés juste après le détergent afin de déplacer le brut vers le puits de production.

I.18.5. La combustion in situ

La combustion in situ est une méthode de récupération thermique onéreuse consistant à injecter de grandes quantités d'air ou de gaz contenant de l'oxygène dans le gisement et à faire brûler une partie du pétrole brut. La chaleur dégagée fluidifie le brut lourd et facilite son déplacement. Les gaz chauds, produits par le feu, augmentent la pression dans le réservoir et créent un front de combustion étroit qui pousse le brut fluide du puits d'injection vers le puits de production. Le brut plus lourd reste en place et alimente la combustion à mesure de la lente progression du front de combustion. Le processus est suivi de près et réglé par dosage de l'air ou du gaz injecté.

I.18.6. L'injection de vapeur

L'injection de vapeur consiste à chauffer le pétrole brut pour réduire sa viscosité en injectant de la vapeur d'eau surchauffée dans la strate la plus profonde d'un réservoir relativement peu profond. La vapeur est injectée sur une période de 10 à 14 jours, et le puits est fermé pendant une semaine environ pour permettre à la vapeur de bien chauffer tout le réservoir. Pendant ce temps, la forte chaleur cause l'expansion des gaz du réservoir et, par conséquent, fait augmenter la pression dans celui-ci. Le puits est alors rouvert et le brut chauffé, moins visqueux, se déverse dans le puits. Une méthode plus récente consiste à injecter de la vapeur d'eau moins chaude à basse pression dans un secteur plus étendu couvrant deux ou trois zones — ou plus — à la fois, ce qui crée une nappe de vapeur qui comprime le pétrole dans chacune de ces zones. Cela permet d'obtenir un flux de pétrole plus important à la surface tout en utilisant moins de vapeur.

I.19. La production et le traitement du gaz naturel

Il existe deux types de puits produisant du gaz naturel. Les puits de gaz humide donnent du gaz qui contient des liquides dissous, et les puits de gaz sec du gaz qui ne peut pas être facilement liquéfié.

A la sortie des puits de production, le gaz naturel est envoyé dans des unités pour y être traité. Le traitement du gaz exige une bonne connaissance de la manière dont la température et la pression interagissent et modifient les propriétés des fluides et des gaz. Presque toutes ces unités traitent des gaz constitués d'un mélange d'hydrocarbures. Le but de cette opération est de séparer ces gaz en composants ayant une composition semblable par divers procédés tels que l'absorption, le fractionnement et le recyclage, de façon qu'ils puissent être transportés et utilisés par les consommateurs.

I.19.1. Les procédés d'absorption

L'absorption comprend trois étapes: la récupération, l'extraction et la séparation.

I.19.2. La récupération. Cette opération consiste à éliminer du gaz naturel les gaz résiduels dont on ne veut pas et une partie du méthane. Elle s'effectue dans un réservoir à contre-courant, dans lequel le gaz pénètre par le bas et remonte à travers l'huile d'absorption qui, elle, descend dans la cuve. L'huile d'absorption est «pauvre» quand elle entre au sommet du réservoir, et «riche» quand elle en sort par le fond après avoir extrait du gaz les hydrocarbures voulus. Le gaz qui sort au sommet du réservoir est appelé «gaz résiduel».

L'absorption peut également se faire par réfrigération. Le gaz résiduel est utilisé pour refroidir le gaz entrant qui passe ensuite à travers un refroidisseur opérant à des températures comprises entre 0 et -40 °C. L'huile d'absorption pauvre traverse un bloc réfrigérant avant d'entrer en contact avec le gaz froid dans la colonne d'absorption. La plupart des usines utilisent du propane comme réfrigérant dans les refroidisseurs. On injecte directement du glycol dans le flux de gaz entrant afin qu'il se mélange avec l'eau éventuellement contenue dans le gaz, de manière à empêcher le gel et la formation d'hydrates. Le mélange eau-glycol est dissocié des vapeurs et des liquides d'hydrocarbures dans le séparateur, puis reconcentré par évaporation de l'eau dans un régénérateur.

I.19.3. L'extraction. L'étape suivante du processus d'absorption est l'extraction, ou déméthanisation, qui consiste à séparer le méthane restant de l'huile riche dans des unités de récupération de l'éthane. L'opération comprend en général deux phases: dans un premier temps, on extrait au moins la moitié du méthane de l'huile riche en réduisant la pression et en augmentant la température. L'huile riche restante contient généralement assez d'éthane et de propane pour justifier une réabsorption. Le gaz en excédent, lorsqu'il n'est pas vendu, sert de combustible dans des usines ou de présaturateur; il peut aussi être recyclé dans le gaz admis dans l'absorbeur principal.

I.19.4. La séparation. La dernière étape du processus d'absorption, la distillation, utilise les vapeurs pour extraire les hydrocarbures recherchés de l'huile d'absorption riche. Les distillateurs humides fonctionnent à la vapeur d'eau. Dans les distillateurs secs, la récupération s'effectue avec des vapeurs d'hydrocarbures, qui sont obtenues par vaporisation partielle des huiles chaudes envoyées dans le rebouilleur de l'appareil de distillation. C'est dans celui-ci que sont déterminés le point d'ébullition final et le poids moléculaire de l'huile pauvre, ainsi que le point d'ébullition du mélange final de produits hydrocarbonés.

I.20. Les activités des entreprises extérieures

Les sociétés de prospection et de production de pétrole et de gaz font généralement appel à des entreprises extérieures pour fournir la totalité ou une partie des services ci-après, nécessaires au forage et à l'exploitation des gisements productifs:

- préparation du site — débroussaillage, construction de routes, de rampes d'accès, de passerelles, de ponts, de pistes d'atterrissage, de ports maritimes, de quais, de bassins et d'embarcadères;
- montage et installation — équipements de forage, électricité et services de base, réservoirs et oléoducs, logements, bâtiments d'entretien, garages, hangars, bâtiments de service et administratifs;
- travaux sous-marins — installation, inspection, réparation et entretien des ouvrages et équipements sous-marins;
- entretien et réparation — entretien préventif de l'équipement de forage et de production, véhicules et bateaux, machines et bâtiments;

- services contractuels — alimentation, nettoyage, protection et sécurité des installations et du périmètre de travail, gardiennage, récréation et soutien du personnel, entreposage et distribution des équipements de protection, pièces détachées et fournitures consommables;
- ingénierie et services techniques — essais et analyses, services informatiques, inspections, laboratoires, analyses non destructives, stockage et manipulation des explosifs, protection contre les incendies, permis et autorisations, environnement, services médicaux et sanitaires, hygiène et sécurité du travail, mesures à prendre en cas de déversement d'hydrocarbures;
- services extérieurs — téléphone, radio et télévision, élimination des eaux usées et des ordures;
- équipements de transport et de manutention — avions et hélicoptères, services maritimes, matériel lourd de chantier et de manutention.

I.20.1. Les services de base

Que les opérations de prospection, de forage et de production aient lieu sur terre ou en mer, elles nécessitent des services d'énergie électrique et d'éclairage, et d'autres services de base:

- production d'énergie — gaz, électricité et vapeur d'eau;
- eau — distribution, épuration et traitement de l'eau potable, fourniture d'eau industrielle;
- évacuation des eaux usées — eaux pluviales, traitement sanitaire, traitement et évacuation des eaux usées (huileuses);
- télécommunications — téléphone, radio et télévision, communications par ordinateur et par satellite;
- services de confort — éclairage, chauffage, ventilation et climatisation.

I.21. Les conditions de travail, la sécurité et la santé

Le travail sur une installation de forage nécessite habituellement une équipe d'au moins six personnes (un foreur principal, un foreur en second, trois foreurs auxiliaires ou hommes de plancher et un homme de cabestan) qui rendent compte à un chef de chantier de forage ou surveillant de forage responsable de la progression du forage. Le foreur principal et le foreur en second sont chargés des opérations de forage et de la supervision des équipes de forage pendant

leurs postes de travail respectifs. Les foreurs doivent bien connaître les capacités et les limites de leurs équipes, car le travail ne peut avancer qu'au rythme du membre le plus lent de l'équipe.

Les foreurs auxiliaires sont postés sur la plate-forme pour faire fonctionner l'équipement, lire les instruments et effectuer des travaux courants d'entretien et de réparation. L'homme de cabestan a pour tâche de monter près du sommet de la tour de forage lorsque la tige de forage est descendue ou remontée par l'ouverture du puits et d'aider ses collègues à sortir les sections de tige du râtelier ou à les déposer. Pendant le forage, il fait également fonctionner la pompe à boue et, d'une façon générale, prête main-forte aux autres membres de l'équipe de forage.

Les personnes chargées d'assembler, de poser, de mettre à feu et de retirer les perforateurs devraient être formées à cet effet, bien connaître les risques que présentent les explosifs et être qualifiées pour les manipuler, de même que les cordons d'amorçage et les détonateurs. Parmi les autres membres du personnel employés sur les champs de pétrole ou à proximité, on compte des géologues, des ingénieurs, des mécaniciens, des conducteurs, du personnel d'entretien, des électriciens, des opérateurs d'oléoduc et des travailleurs non spécialisés.

Les travaux de forage sont menés jour et nuit sans interruption, par des équipes se relayant toutes les huit ou douze heures. Les tâches à accomplir, très exigeantes sur les plans physique et psychologique, requièrent beaucoup d'expérience, d'habileté et d'endurance. Une équipe à laquelle on demande trop risque des accidents ou des blessures graves. Le forage nécessite un bon esprit d'équipe et une coordination attentive pour que les tâches soient menées à bien en toute sécurité et en temps voulu. Tous ces facteurs et d'autres font qu'il importe d'accorder une grande attention au moral ainsi qu'à la sécurité et à la santé des travailleurs. Des périodes de repos et de détente d'une durée suffisante sont essentielles, de même que des aliments nourrissants, une bonne hygiène et des quartiers d'habitation d'une qualité convenable, climatisés dans les régions chaudes et humides, et bien chauffés dans les régions froides.

Les principaux risques professionnels liés à la prospection et à la production de pétrole et de gaz sont les maladies dues à l'exposition aux éléments climatiques et géographiques, au stress provoqué par de longs déplacements en mer ou sur des terrains difficiles, et les accidents du travail. Il existe aussi un risque de problèmes psychologiques en raison de l'isolement des sites de prospection et de leur éloignement des camps de base, ainsi que des longues durées de travail

sur les plates-formes marines et sur des sites écartés à terre. Beaucoup d'autres risques, propres aux opérations en mer, comme la plongée sous-marine, sont traités ailleurs dans l'*Encyclopédie*.

Pour ce qui est des travaux sur plates-formes, ils sont dangereux à tout moment, pendant l'exécution des tâches comme pendant les pauses. Certains individus ne supportent pas de travailler à un rythme soutenu, pendant de longues périodes, dans des conditions de confinement relatif et dans un environnement qui ne cesse de changer. Chez eux, le stress se manifeste par une irritabilité inhabituelle, d'autres signes de détresse mentale, une consommation excessive d'alcool, de tabac ou de médicaments. Des problèmes d'insomnie, qui peuvent être aggravés par des niveaux élevés de vibrations et de bruit, ont été signalés par les personnes travaillant sur plates-formes. Une bonne entente entre les travailleurs et des congés à terre fréquents peuvent réduire le stress. Le mal de mer et la noyade, ainsi que l'exposition à des conditions météorologiques extrêmement rudes sont d'autres risques du travail en mer.

L'exposition à des climats particulièrement rigoureux provoque des affections des voies respiratoires; s'y ajoutent des maladies infectieuses ou parasitaires dans les zones où celles-ci sont endémiques. Pour beaucoup de ces maladies, il faudrait effectuer des études épidémiologiques chez des travailleurs de forage, mais on sait déjà que ces derniers sont sujets à des périarthrites de l'épaule et des omoplates, à des épicondylites humérales, à l'arthrose des vertèbres cervicales et à des polynévrites des membres supérieurs. Les opérations de forage les exposent également au bruit et à des vibrations. La gravité et la fréquence des maladies liées au forage apparaissent proportionnelles à la durée du service et de l'exposition à des conditions de travail difficiles (Duck, 1973; Ghosh, 1983; Montillier, 1973).

Les blessures pouvant résulter des activités de forage et de production ont des causes très nombreuses: glissades et chutes, manipulation des tiges de forage, levage des tiges et de l'équipement, mauvaise utilisation des outils et erreurs de manipulation des explosifs. Des brûlures peuvent être provoquées par de la vapeur, du feu, de l'acide ou de la boue contenant des produits chimiques tels que l'hydroxyde de sodium. Des dermites et des lésions cutanées peuvent résulter d'un contact avec du pétrole brut et des produits chimiques.

Il y a un risque d'exposition aiguë ou chronique à des matières et produits chimiques dangereux très divers pendant les opérations de forage et de production. Certains d'entre eux, qui peuvent

être présents dans des quantités potentiellement dangereuses, sont énumérés au tableau I.2.. Ils comprennent:

- le pétrole brut, le gaz naturel et le sulfure d'hydrogène pendant les opérations de forage et les éruptions;
- les métaux lourds, le benzène et d'autres polluants présents dans le brut;
- l'amiante, le formol, l'acide chlorhydrique et d'autres produits chimiques et matériaux dangereux;
- les matières radioactives présentes dans la nature et dans les équipements contenant des sources radioactives.

I.21.1. La sécurité

Le forage et la production sont des activités menées sous tous les climats et dans des conditions météorologiques très variées, allant de la jungle tropicale et des déserts à la banquise de l'Arctique, et des zones continentales à la mer du Nord. Les équipes de forage doivent travailler dans des conditions difficiles et sont exposées à des bruits, des vibrations, des conditions météorologiques hostiles, des risques physiques et des pannes ou autres problèmes mécaniques. La plate-forme, la table de rotation et les équipements sont généralement glissants et vibrent sous l'effet de l'action des moteurs et des opérations de forage mêmes, ce qui oblige les travailleurs à effectuer des mouvements mesurés et précautionneux. Il existe des risques de glissade et de chute lorsqu'ils montent sur l'installation ou la tour de forage, ainsi qu'un risque d'exposition au pétrole brut, au gaz, à la boue et aux gaz d'échappement des moteurs. Pour pouvoir démonter et remonter rapidement les tiges de forage de façon répétée et sans accident, les travailleurs doivent avoir reçu une bonne formation, être habiles et agir avec précision.

Les équipes de construction, de forage et de production en mer doivent faire face aux mêmes risques que celles qui travaillent à terre, mais également aux risques propres aux opérations en mer, comme le risque d'effondrement de la plate-forme, ce qui implique de mettre en place des procédures d'évacuation spéciales et des équipements de survie en cas d'urgence. On ne doit pas non plus oublier le travail que doivent fournir les plongeurs dans des eaux plus ou moins profondes, selon le cas, pour installer, entretenir et inspecter le matériel.

I.21.2. Les incendies et les explosions

Lorsqu'on fore un puits, il existe toujours un risque d'éruption, avec rejet de gaz ou d'un nuage de vapeurs, suivi d'une explosion et d'un incendie. Il y a aussi un risque d'explosion et d'incendie pendant les opérations de traitement du gaz.

Les travailleurs des plates-formes ou des installations de forage en mer devraient faire l'objet d'une évaluation approfondie après avoir subi un examen médical complet. Le recrutement pour des travaux sur plates-formes de personnes ayant des antécédents ou présentant des signes de maladies pulmonaires, cardio-vasculaires ou neurologiques, d'épilepsie, de diabète, de troubles psychologiques et d'alcoolisme ou de toxicomanie, doit être soigneusement pesé. Les travailleurs, en particulier ceux qui ont été formés et équipés pour lutter contre le feu, étant appelés à porter des appareils de protection respiratoire, doivent être aptes psychologiquement et physiquement à exécuter ces tâches. L'examen médical devra comprendre une évaluation psychologique en rapport avec les exigences particulières de l'emploi.

Les services médicaux d'urgence sur les installations et plates-formes de forage et de production en mer devraient comporter un dispensaire ou une clinique de petite taille, et un médecin qualifié devrait être présent à bord en permanence. Le type de service médical fourni dépendra de la disponibilité, de la distance et de la qualité des services existant à terre. En cas de besoin, les évacuations sanitaires pourront se faire par bateau ou par hélicoptère, ou un médecin extérieur pourra venir sur la plate-forme ou donner des instructions par radio au médecin du bord. Un navire-hôpital peut également être présent en permanence lorsque plusieurs grandes plates-formes se concentrent dans un périmètre restreint, comme en mer du Nord, ce qui permet de s'occuper plus rapidement et plus efficacement des travailleurs malades ou blessés.

Les personnes qui ne travaillent pas directement sur les plates-formes ou les installations de forage devraient elles aussi être soumises à un examen médical avant l'embauche et à intervalles réguliers, surtout si elles sont censées travailler sous des climats extrêmes ou dans des conditions difficiles. Ces examens devraient tenir compte des exigences physiques et psychologiques particulières de l'emploi.

I.21.3. La protection individuelle

Un programme de surveillance de l'hygiène du travail et de prélèvements devrait être mis en œuvre, parallèlement à un programme de suivi médical, afin d'évaluer systématiquement l'ampleur et les effets des expositions dangereuses des travailleurs. Il s'agit notamment de contrôler les expositions à des vapeurs inflammables et à des substances toxiques comme le sulfure d'hydrogène pendant les opérations de prospection, de forage et de production. Pratiquement, aucune exposition au H₂S ne doit être tolérée, en particulier sur les plates-formes en mer. Un moyen efficace de limiter l'exposition consiste à utiliser de la boue de forage en quantités appropriées pour empêcher la remontée de H₂S par le puits et à ajouter des produits chimiques à la boue pour le neutraliser le cas échéant. Tous les travailleurs doivent apprendre à détecter la présence de H₂S et à adopter des mesures préventives immédiates pour réduire le risque d'exposition à des substances toxiques et d'explosion.

Les personnes exerçant des activités de prospection et de production devraient avoir à leur disposition et utiliser, au besoin, les équipements de protection individuelle adaptés, à savoir:

- protection de la tête (casque et doublure imperméable);
- gants (gants résistants à l'huile, gants de travail non glissants, gants ignifugés ou thermiques si nécessaire);
- protection des bras (manches longues ou gants longs imperméables à l'huile);
- protection des pieds et des jambes (bottes imperméables, bottes de sécurité imperméables à l'huile, avec embouts métalliques et semelles antidérapantes);
- protection des yeux et du visage (lunettes de sécurité, lunettes de travail et masque protecteur pour la manipulation d'acide);
- protection de la peau contre la chaleur et le froid (huile ou crème solaire, masques de protection contre le froid);
- vêtements isothermes et imperméables (parkas, cirés);
- si nécessaire, combinaisons antifeu, vêtements ignifugés, tabliers et vêtements résistants à l'acide.

Les salles de commande, quartiers d'habitation et autres espaces que l'on trouve sur les grandes plates-formes marines sont habituellement pressurisés afin d'empêcher l'infiltration dans

l'atmosphère de produits nocifs tels que le sulfure d'hydrogène, qui peuvent être libérés en cas de pénétration ou d'accident. Des appareils de protection respiratoire peuvent être nécessaires en cas de baisse de pression et d'exposition à des gaz toxiques (sulfure d'hydrogène), des asphyxiants (azote, dioxyde de carbone), des acides (acide fluorhydrique) ou d'autres polluants atmosphériques lors du travail en dehors des zones pressurisées.

Pour les travaux autour des puits à géopression et géothermiques, il faut prévoir des gants isolants et une combinaison intégrale de protection contre la chaleur et la vapeur avec apport d'air pour la respiration afin d'éviter le contact avec de la vapeur d'eau chaude et d'autres vapeurs pouvant causer des brûlures de la peau et des poumons.

L'emploi de harnais et de filins de sécurité devrait être de rigueur chez les personnes qui se déplacent sur les passerelles et les coursives, en particulier sur les plates-formes en mer et par mauvais temps. Lors de l'escalade d'une tour ou d'une installation de forage, il conviendrait de travailler avec un harnais et des filins de sécurité à contrepoids. Des nacelles pouvant transporter quatre ou cinq travailleurs portant un dispositif de flottaison sont souvent employées pour transférer les équipes entre les navires et les plates-formes ou les tours de forage en mer. Un autre moyen de transfert consiste à utiliser des cordes pendulaires. Lorsqu'elles servent à passer d'un navire à une plate-forme, ces cordes sont suspendues à la verticale du débarcadère; pour le passage dans l'autre sens, elles doivent être suspendues à 1 ou à 1,20 m du bord extérieur de la plate-forme.

Pour la prévention des dermites et autres maladies de peau, il est indispensable que les travailleurs disposent d'installations correctes pour pouvoir se laver et laver leur linge et appliquent les règles d'hygiène individuelle. Le cas échéant, il doit également être prévu des fontaines oculaires et des douches d'urgence.

I.21.4. Les mesures de sécurité

Sur les plates-formes de prospection et de production de pétrole et de gaz, il existe des systèmes d'arrêt d'urgence commandés par divers dispositifs et instruments de détection des fuites, feux, ruptures et autres situations dangereuses, qui déclenchent des alarmes et lancent les opérations d'arrêt d'urgence selon une séquence logique et planifiée. Lorsque la nature du gaz ou du pétrole le nécessite, il doit être appliqué des méthodes de contrôle non destructives — ultrasons,

radiographie, particules magnétiques, ressuage ou inspection visuelle — pour déterminer l'étendue de la corrosion des tuyauteries, des tubes de réchauffeurs, des appareils et des récipients utilisés pour la production et le traitement du brut, du condensat et du gaz.

Les installations côtières, les puits simples en eaux peu profondes et les plates-formes de forage et de production à puits multiples en eaux profondes sont protégés par des vannes d'arrêt situées au-dessus et au-dessous de la surface de l'eau; elles sont actionnées automatiquement (ou manuellement) en cas d'incendie, de variation critique de pression, de défaillance grave à la tête du puits ou d'autre situation d'urgence. Elles sont également utilisées pour protéger les petits puits d'injection et les puits d'extraction par éjection.

L'inspection et l'entretien des grues, treuils, tambours, câbles en acier et autres accessoires connexes sont d'autres facteurs importants pour la sécurité des forages. La chute d'un tube de forage dans un puits est un incident grave qui peut entraîner la perte du puits. La rupture d'un câble en acier sous tension peut causer au personnel de graves blessures, parfois mortelles. La sécurité du forage dépend de l'efficacité et de l'entretien des treuils de forage, dont les poupées de cabestans et les systèmes de freinage doivent être bien réglés. Dans l'exploitation à terre, il faut veiller à placer les grues à une distance suffisante des lignes électriques.

La manipulation d'explosifs pendant les opérations de prospection et de forage devrait s'effectuer sous le contrôle d'une personne spécialement qualifiée. Des consignes de sécurité doivent aussi être respectées lors de l'usage des perforateurs:

- ne jamais heurter ou laisser tomber un perforateur chargé et ne jamais laisser tomber une section de tube ou un autre objet sur un perforateur chargé;
- dégager la ligne de tir et faire évacuer tout le personnel non indispensable de l'étage des opérations de forage et de celui situé au-dessous chaque fois que le perforateur est descendu dans le puits et en est remonté;
- surveiller les travaux effectués à la tête du puits ou à proximité pendant que le perforateur est dans le puits;
- limiter l'usage des appareils de radio et interdire les opérations de soudage à l'arc tant que le perforateur est accroché au câble, pour éviter le risque de mise à feu intempestive sous l'effet d'une impulsion électrique.

Des plans et des exercices de préparation aux situations d'urgence sont indispensables pour la sécurité des personnes qui travaillent sur les tours de forage et les plates-formes marines de prospection et de production de pétrole et de gaz. On doit passer en revue chaque situation d'urgence possible (incendie ou explosion, dégagement de gaz inflammables ou toxiques, conditions météorologiques exceptionnelles, chute d'un travailleur par-dessus bord ou nécessité d'abandonner la plate-forme) et élaborer des plans d'intervention spécifiques. Les travailleurs doivent être formés pour pouvoir prendre les mesures nécessaires en cas d'urgence et familiarisés avec l'équipement à utiliser.

La sécurité des déplacements par hélicoptère et la survie en cas de chute à la mer sont des éléments importants à prendre en considération pour le travail sur les plates-formes et les plans d'intervention. Pendant le vol, les pilotes et les passagers devraient porter une ceinture de sécurité et, au besoin, une combinaison de survie. Les gilets de sauvetage devraient être portés en permanence, aussi bien pendant le vol que pendant le transfert entre l'hélicoptère et la plate-forme ou le navire. Des précautions spéciales doivent être prises pour que les personnes montant à bord d'un hélicoptère, en descendant ou travaillant à proximité, ainsi que le matériel chargé ou déchargé, restent au-dessous de l'axe du rotor.

Une bonne formation des personnels qui travaillent à terre et en mer est essentielle pour la sécurité des opérations. Les travailleurs devraient être tenus d'assister régulièrement aux réunions de sécurité prévues, que l'on y traite de mesures obligatoires ou non. Des règles contraignantes ont été édictées par des organismes gouvernementaux, au nombre desquels l'Administration de la sécurité et de la santé au travail (US Occupational Safety and Health Administration (OSHA)), la Garde côtière pour les opérations en mer (US Coast Guard), aux Etats-Unis, et leurs équivalents au Royaume-Uni, en Norvège et ailleurs, règles qui régissent la sécurité et la santé des travailleurs des secteurs de la prospection et de la production, aussi bien à terre qu'en mer. Le recueil de directives pratiques du Bureau international du Travail (BIT, 1982) fournit des conseils utiles en la matière. L'Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute (API)) a établi un certain nombre de normes et de pratiques recommandées concernant la sécurité et la santé du personnel de prospection et de production.

I.21.5. Les mesures de prévention et de protection contre l'incendie

La prévention et la protection contre l'incendie, notamment sur les tours de forage et les plates-formes de production en mer, est un élément essentiel de la sécurité des travailleurs et du bon déroulement des opérations. Les travailleurs doivent avoir reçu une formation théorique et pratique pour reconnaître, comme cela est expliqué dans le chapitre n° 41, «Les incendies», le triangle des risques d'incendie qui s'applique aux liquides, gaz et vapeurs d'hydrocarbures inflammables et combustibles, et aux risques potentiels d'incendie et d'explosion. Une sensibilisation à la prévention des incendies est indispensable; elle doit inclure la connaissance des causes d'inflammation telles que soudage, flammes nues, températures élevées, énergie électrique, électricité statique, explosifs, matières comburantes et matériaux aux propriétés incompatibles.

A terre comme en mer, des systèmes passifs et des systèmes actifs de protection contre l'incendie sont employés.

- Les systèmes passifs comprennent l'ignifugation, le choix des emplacements et de la puissance électrique, l'espacement des installations, la conception des équipements et le drainage.
- Des détecteurs et des capteurs déclenchant des alarmes doivent être installés; ils peuvent également actionner des systèmes de protection automatiques en cas de détection de chaleur, de flammes, de fumée, de gaz ou de vapeurs.
- La protection active comprend les systèmes d'alimentation en eau du réseau d'extinction d'incendie, les pompes, les bouches d'eau, les tuyaux souples et les dispositifs d'aspersion fixes; les systèmes chimiques secs à fonctionnement automatique et les extincteurs manuels; les systèmes au halon et au dioxyde de carbone pour les espaces confinés ou clos tels que les salles de commande, les salles d'ordinateurs et les laboratoires; et les systèmes à projection d'eau en mousse.

Les employés chargés de lutter contre les incendies, qui peuvent aller de petits feux pris à leurs premiers stades à de grands incendies survenant dans des espaces clos tels que les plates-formes en mer, doivent être correctement formés et équipés. Les travailleurs désignés comme chefs de brigades de sapeurs-pompiers et responsables des équipes de première intervention doivent

posséder des qualités de chef et recevoir une formation spécialisée supplémentaire aux techniques avancées de prévention des incendies et de lutte contre le feu.

I.21.5. La protection de l'environnement

Dans le secteur de la production de pétrole et de gaz naturel, les principales sources de pollution de l'air, de l'eau et du sol sont les déversements d'huile ou les fuites de gaz sur terre ou en mer, la libération dans l'atmosphère du sulfure d'hydrogène présent dans le pétrole et le gaz, la contamination de l'eau ou du sol par les produits chimiques présents dans la boue de forage, et les produits de combustion émis par les incendies de puits de pétrole. Les effets potentiels sur la santé publique de l'inhalation des particules de fumée provenant des incendies de grands champs pétrolifères sont pris très au sérieux depuis les incendies de puits de pétrole survenus au Koweït pendant la guerre du Golfe en 1991.

Pour ce qui est des mesures de lutte contre la pollution, elles comprennent principalement:

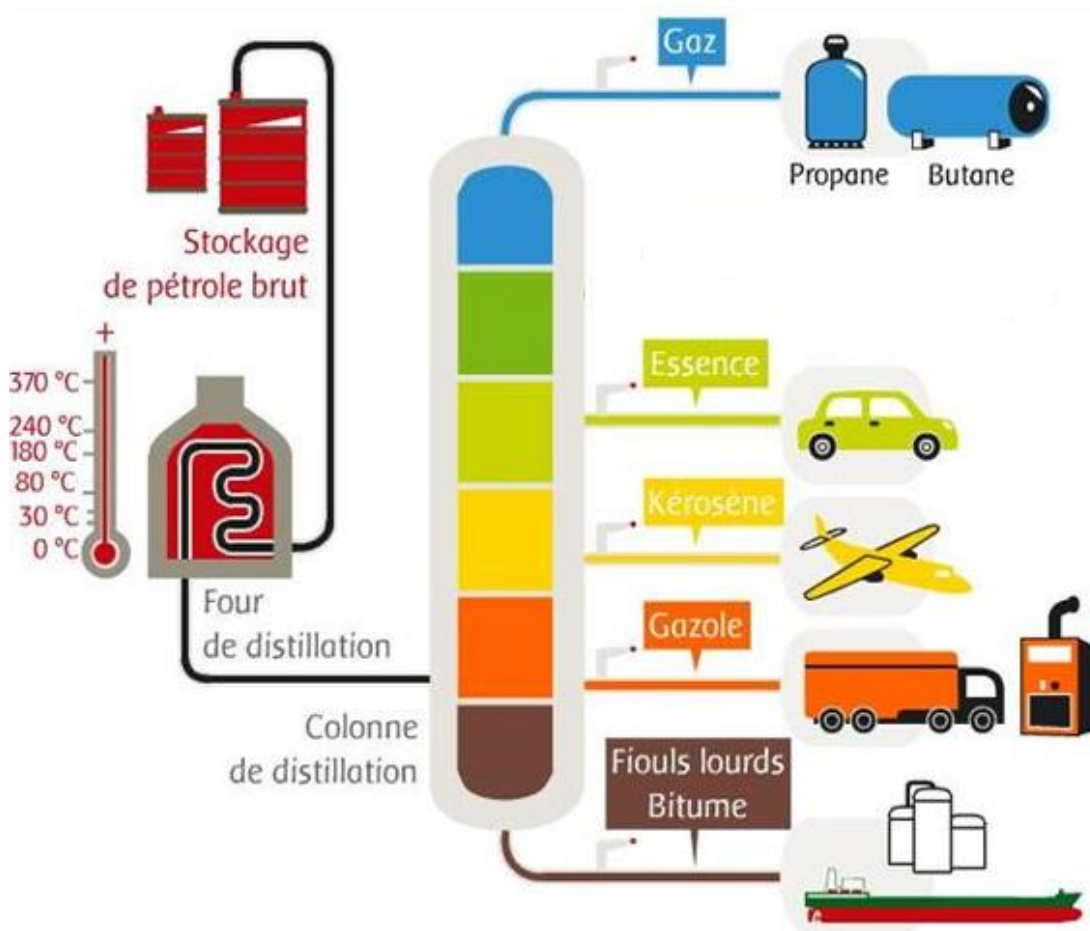
- la pose de séparateurs et d'autres dispositifs de traitement des déchets et de l'eau;
- l'endiguement des déversements, y compris par l'installation de barrages antipollution en cas de marée noire;
- le confinement des déversements grâce à des digues et à des systèmes de drainage et l'évacuation des eaux huileuses vers les installations de traitement.

Grâce aux techniques de modélisation de la dispersion des gaz, on peut déterminer la zone susceptible d'être touchée par un nuage de gaz ou de vapeurs toxiques ou inflammables. On effectue aussi des études sur la nappe phréatique afin de prévoir l'étendue maximale de la pollution des eaux en cas de contamination par des hydrocarbures.

Les travailleurs devraient être formés et qualifiés pour pouvoir dispenser les premiers secours en cas de déversement ou de fuite. Lorsqu'il s'agit de déversement de grande ampleur, on fait généralement appel à des entreprises spécialisées dans la lutte contre la pollution pour intervenir et prendre des mesures correctives.

Chapitre II-

Schémas de raffinage du pétrole



La raffinerie d'Alger traite 2,7 millions de tonnes par an de pétrole brut. Le but de la raffinerie est de continuer à assurer la couverture des besoins de produit en première nécessité, ainsi que les divers produits pour l'industrie pétrolière.

II.1. Introduction

L'industrie pétrochimique est directement liée aux hydrocarbures provenant, soit du pétrole brut, soit du gaz naturel. Elle est à l'interface entre l'industrie du raffinage du pétrole, l'industrie du gaz naturel et la chimie organique. Son objectif est double: Proposer des produits de synthèse substituables aux produits naturels de grande consommation dits « produits de commodité »;

- Proposer également des produits de synthèse dotés de propriétés originales complétant les produits naturels dits « produits de spécialité ».
- Les produits de la pétrochimie sont regroupés en différentes catégories utilisées dans la vie courante : les plastiques, les fibres, les élastomères, les détergents, les solvants et les engrais. Ces produits peuvent être scindés en deux groupes :
- Les produits que l'on utilise pour leurs propriétés chimiques tels que les engrais, les détergents, les solvants ;
- Les produits que l'on utilise pour leurs propriétés mécaniques tels que les plastiques, les élastomères et les fibres.

Tous ces produits sont obtenus en faisant réagir des molécules dites « de base » obtenues à partir du pétrole, du gaz ou du charbon et en mettant en œuvre les réactions de la chimie organique.

II.2. Nomenclature et caractéristiques des produits pétroliers

Les molécules de base doivent être :

- Réactives, c'est-à-dire permettre des réactions rapides et sélectives, conduisant à des productivités élevées tout en limitant la formation de sous-produits ;
- Abondantes car elles doivent conduire à des produits de forts tonnages et bon marché pour que les produits soient économiquement compétitifs.

Il existe trois grandes familles de molécules de base, ces molécules constituent les trois filières de l'industrie pétrochimique :

1. Les oléfines (double liaisons chimiques) ;
2. Les aromatiques (benzène, toluène, xylènes) ;

Les acétyléniques (triple liaisons chimiques).

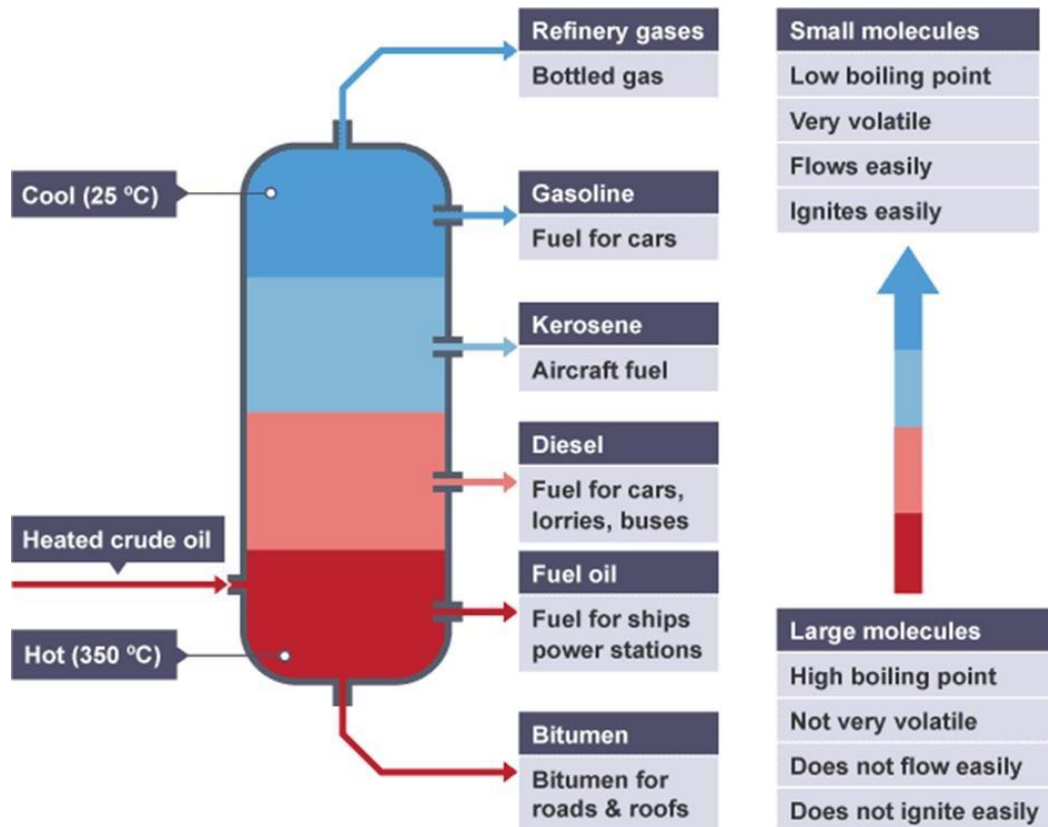


Figure II 1. Tour de distillation du pétrole

II.2.1. Produits issus directement de la distillation du pétrole (Figure II.1)

- ***GPL***: mélange de propane (C_3H_8) et de butane (C_4H_{10}) liquéfié, s'appelle aussi le Bu- Pro (butane-propane) et sert comme un combustible. Point d'ébullition : -78 et 38°C.
- ***Essences*** : distillat liquide (25% volume brut) 40°C -205°C.

Plusieurs types d'essences:

1. Essence carburant (normal-super) entre 40°C et 190°C.
2. -Essences spéciales (135 et 205°C) utilisées dans les industries de colles, caoutchouc, peintures... et dans les extractions des corps gras.

- **Carburéacteur (Kérosène)** C'est la coupe de distillation recueillie entre 165 et 240°C. utilisé comme carburant pour les turboréacteurs d'avions.
- **Gasols** : C'est une coupe de couleur jaune pale (190 à 360°C), utilisé comme carburant des moteurs diesel et comme fueloil domestique.
- **Les huiles lubrifiantes** (350°C), distillat sous vide (à 150 mm Hg) avec un chauffage de l'eau de condensation pour ne pas risquer le bouchage par solidification de l'huile. des agents lubrifiants de moteurs , d'appareils et d'engins.
- **Bitumes** (goudrons): résidu de la dernière étape de distillation, utilisé dans les revêtements des chaussées et des toits.

II.2.2. Produits issus indirectement de la distillation du pétrole

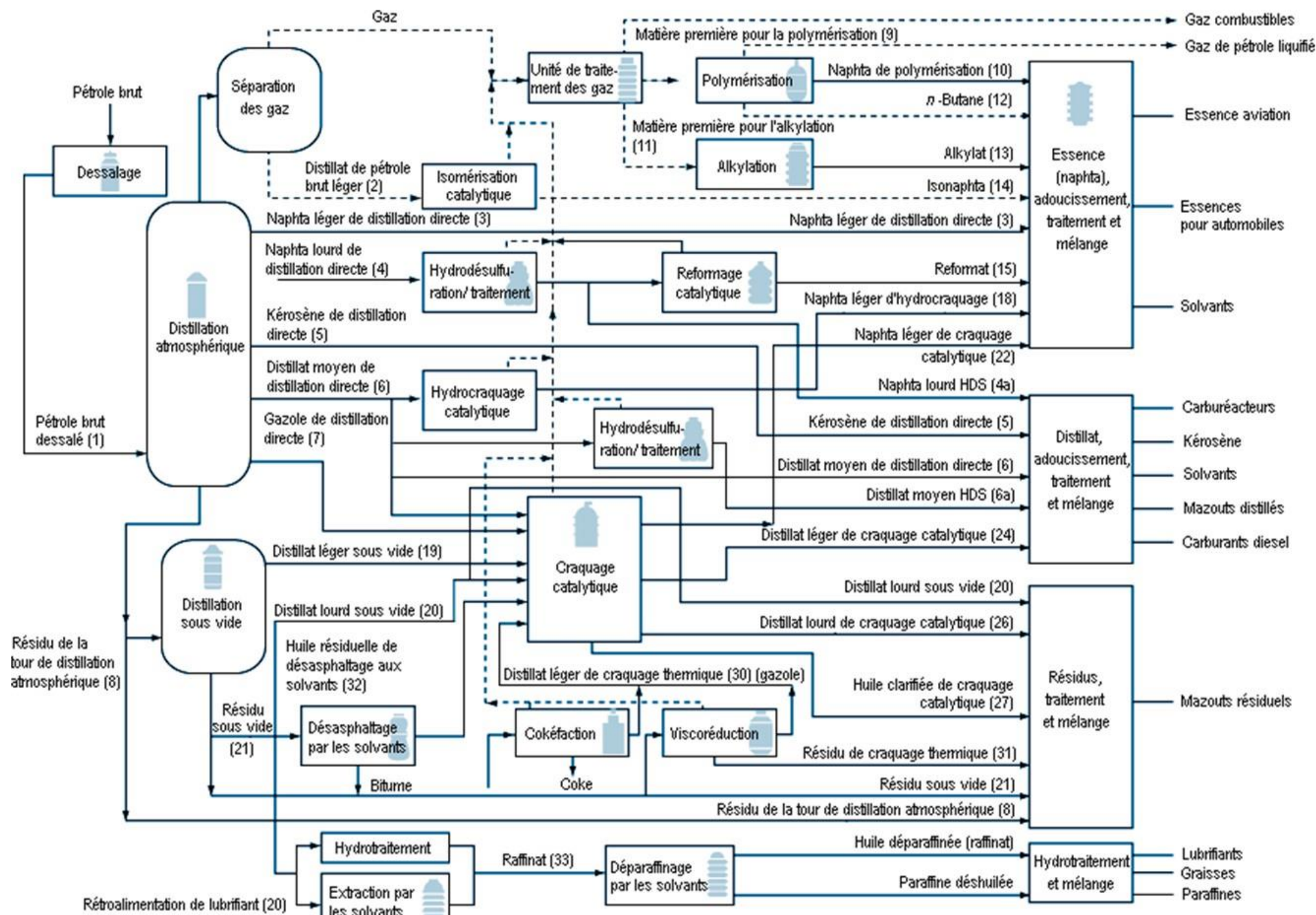
Ces produits sont le résultat de certaines réactions au cours du traitement et/ou du craquage. On distingue:

1. Paraffine (alcanes) : C'est un ingrédient de protection des conserves alimentaires et qui est également utilisé dans la fabrication de bougies.
2. Le soufre : Utilisé dans les industries chimiques, pharmaceutiques et agricoles.
3. Le coke (charbon bitumineux) : résidu solide poreux et fissuré constitué uniquement de carbone et de matières minérales calcinées. Il est utilisé dans la métallurgie et dans la fabrication des électrodes.

II.3. Principaux schémas de procédés de fabrication

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphtha. Le pétrole brut est un mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement. On en distingue en général deux grands types :

1. Les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul ;
2. Les produits non-énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphthas utilisés en pétrochimie.



Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. Des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux.

Les différentes coupes pétrolières peuvent ainsi subir des transformations, des améliorations et des mélanges pour obtenir des produits commercialisables et répondant aux normes environnementales.

II.3.1. Réception du pétrole brut

Dans une raffinerie, le pétrole brut est reçu et stocké dans des réservoirs à toit flottant (Fig.II.2).

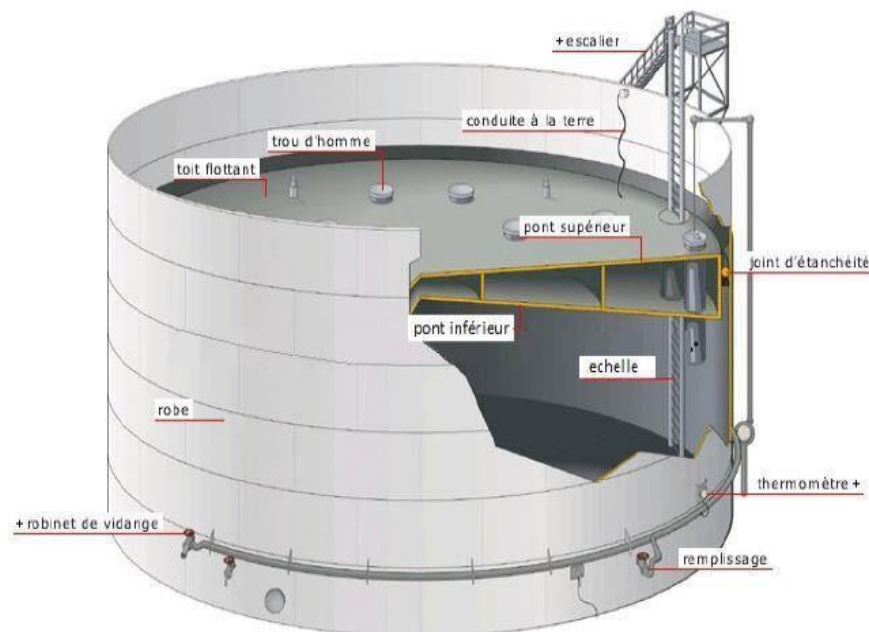


Figure II.2. Réservoir de pétrole à toit flottant

II.3.2. Dessalage des pétroles bruts

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut:

Le dessalage chimique: on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (dés émulsifiants) au pétrole brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante. *la séparation électrostatique:* Dans le dessalage électrostatique, on applique des charges électrostatiques de

tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. On ajoute des agents tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut renferme beaucoup de solides en suspension *la filtration*: consiste à filtrer le pétrole brut chaud sur de la t Dans les dessalages chimique et électrostatique, la matière première brute est chauffée jusqu'à une température comprise entre **66 °C et 177 °C**, pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau; la température est limitée par la pression de vapeur du pétrole brut.

II.4. Les trois étapes du raffinage

La transformation du pétrole brut est une opération incontournable. Dans une raffinerie, le brut est transformé en produits finis suivant des processus rigoureux appartenant à trois types principaux d'opérations : séparation, conversion et amélioration.

II.4.1. Les procédés de séparation : Distillation (Fig II.2)

La première étape est celle de la séparation des molécules par distillation atmosphérique (c'est-à-dire à la pression atmosphérique normale), en fonction de leurs poids moléculaires. Ce procédé consiste à chauffer le pétrole à 350/400 °C pour en provoquer l'évaporation. Le chauffage s'effectue à la base d'une tour de distillation de 60 mètres de haut, appelée aussi topping.

Les vapeurs de brut remontent dans la tour tandis que les molécules les plus lourdes, ou résidus lourds, restent à la base sans s'évaporer. À mesure que les vapeurs s'élèvent, les molécules se condensent les unes après les autres en liquides, jusqu'aux gaz qui atteignent seuls le haut de la tour, où la température n'est plus que de 150 °C. À différents niveaux de la tour se trouvent des plateaux qui permettent de récupérer ces liquides de plus en plus légers. Chaque plateau correspond à une fraction de distillation, appelée aussi coupe pétrolière, depuis les bitumes (hydrocarbures très visqueux) jusqu'aux gaz.

Les résidus lourds issus de cette distillation renferment encore beaucoup de produits de densité moyenne. On les soumet, dans une autre colonne, à une seconde distillation qui permet de récupérer plus de produits moyens (fiouls lourds et gazole).

II.4.2. Les procédés de conversion

1. Craquage

Après les opérations de séparation, la proportion d'hydrocarbures lourds reste encore trop importante. Pour répondre à la demande en produits légers, on « casse » ces molécules lourdes en deux ou plusieurs molécules plus légères. Ce procédé de conversion, appliqué à 500 °C, est également appelé craquage catalytique car il fait intervenir un catalyseur. 75 % des produits lourds soumis à la conversion sont ainsi transformés en gaz, essence et gazole. D'autres procédés permettent d'améliorer ce résultat par des ajouts d'hydrogène (hydrocraquage) ou en employant des méthodes d'extraction du carbone (conversion profonde). Plus une conversion est poussée, plus elle est coûteuse et gourmande en énergie. L'objectif permanent des raffineurs est de trouver l'équilibre entre degré et coût de la conversion.

Il y a essentiellement trois types de craquage: *le craquage thermique, le craquage catalytique et l'hydrocraquage*

2. Le craquage thermique (Fig II.2)

Dans les procédés de craquage thermique, mis au point en 1913, le fioul léger et le pétrole lourd sont chauffés sous pression dans de grands ballons, jusqu'à ce qu'ils se fragmentent en molécules plus petites possédant de meilleures propriétés antidétonantes.

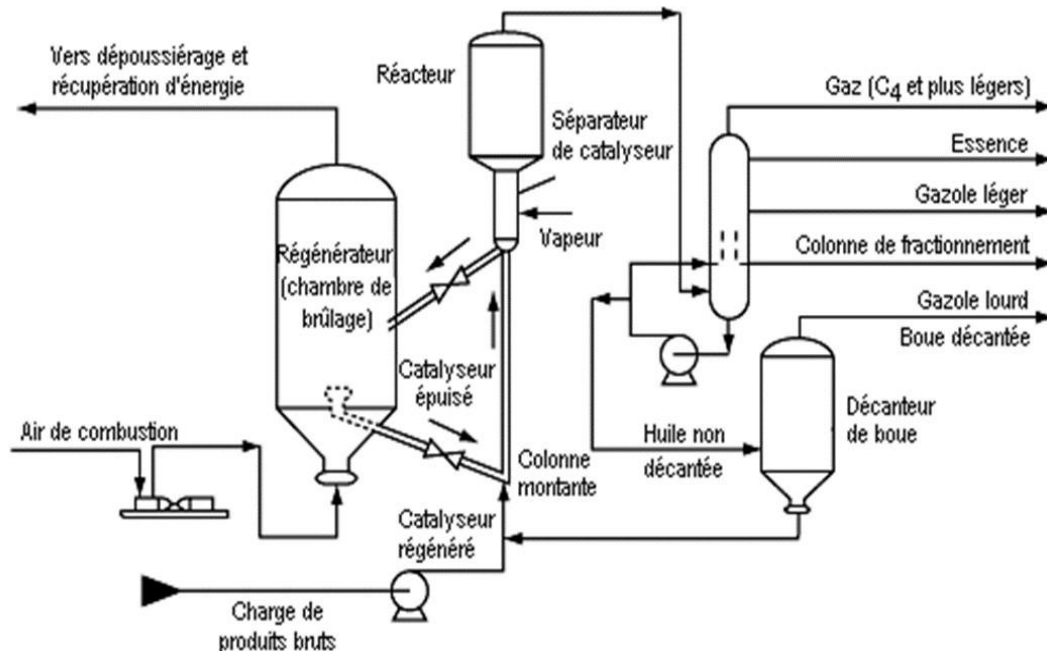
Cette ancienne méthode, qui donnait d'importantes quantités de coke solide indésirable, a évolué en procédés de craquage thermique modernes comprenant la viscoréduction, le craquage à la vapeur et la cokéfaction.

3. Le craquage catalytique (Fig.II.3)

Il permet d'obtenir des molécules plus simples par fragmentation d'hydrocarbures complexes, d'améliorer ainsi la qualité et d'augmenter la quantité de produits légers plus intéressants et de diminuer la quantité de résidus.

Des hydrocarbures lourds sont exposés, dans des conditions de température élevée et de basse pression, à des catalyseurs qui initient les réactions chimiques.

Au cours de ce processus, il y a réarrangement de la structure moléculaire, ce qui transforme les charges d'hydrocarbures lourds en fractions plus légères, par exemple kérosène, essence, gaz de pétrole liquéfiés, fioul domestique et charges pétrochimique.



Source: Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 1996.

Figure II. 3. Schéma du procédé de craquage catalytique

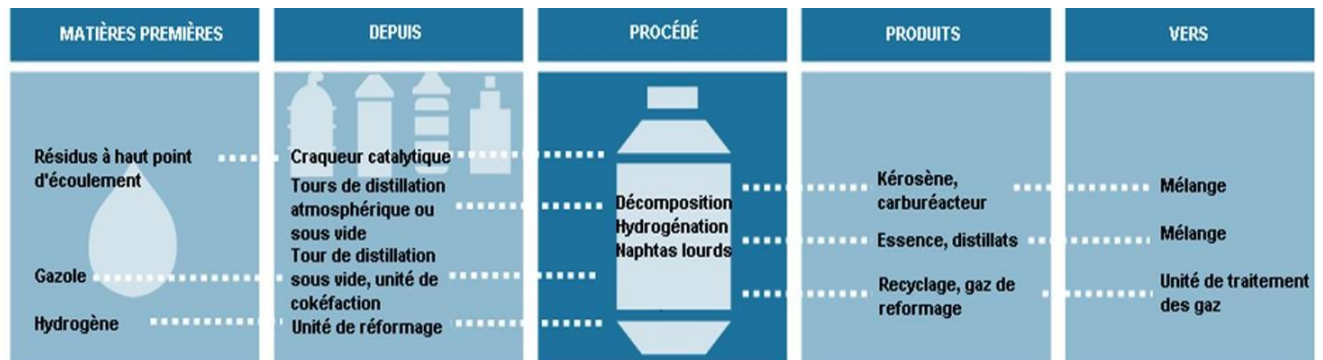
d. L'hydrocraquage

C'est un procédé en deux étapes combinant le craquage catalytique et l'hydrogénation, procédé au cours duquel les produits souhaités sont obtenus par craquage de fractions distillées en présence d'hydrogène et de catalyseurs spéciaux (Fig.II.4).

L'hydrocraquage présente, par rapport au craquage catalytique, l'avantage de permettre de traiter sans désulfuration préalable des charges riches en soufre.

Dans ce procédé, la charge de substances aromatiques lourdes est convertie en produits plus légers sous de très fortes pressions et à des températures assez élevées. Lorsque la charge renferme beaucoup de substances paraffiniques, l'hydrogène empêche la formation de HAP, réduit la formation de goudron et évite l'accumulation de coke sur le catalyseur. L'hydrocraquage produit des quantités relativement importantes d'isobutane, soumis ensuite à

l'alkylation, et produit en outre une isomérisation qui permet de régler le point d'écoulement et le point de fumée.



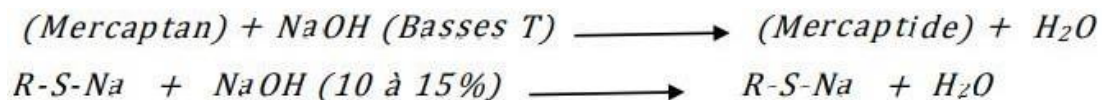
Source: d'après Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 1996.

Figure II. 4. Procédé d'hydrocraquage

f. La désulfuration C'est l'élimination des composés soufrés (H_2S et mercaptans ($R-S-H$; $RS-S-H$; ...)) qui sont corrosifs et malodorants. Il existe plusieurs procédés de traitement.

II.4.3. Traitement à la soude (NaOH) :

C'est un traitement limité pour les fractions légères (G.P.L ; Naphta ; ...) car pour les radicaux : $R \geq 4$ atomes de carbone, les réactions deviennent difficiles.

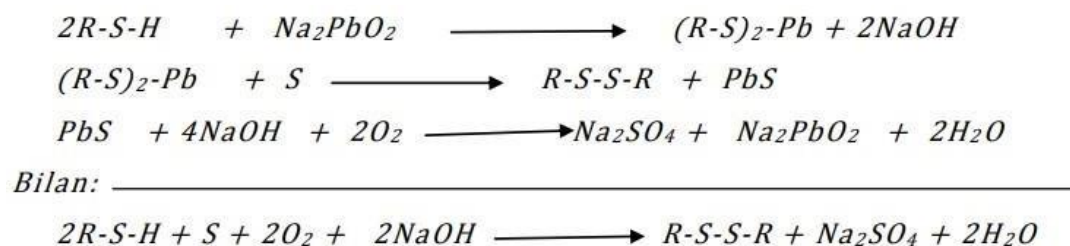


mercaptan : CH_4S méthanthiol

II.4.4. Procédé d'adoucissement

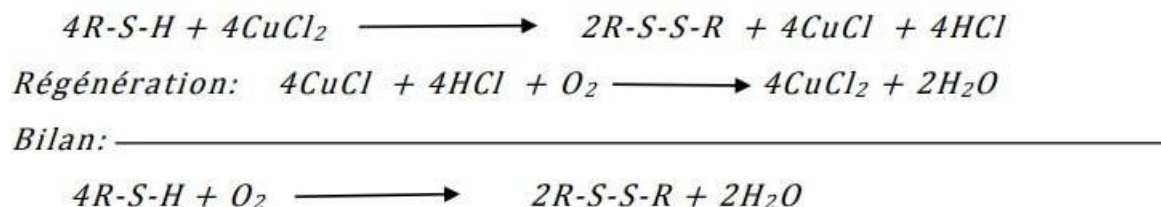
Deux procédés d'adoucissement existent ; le procédé Docteur et le procédé de chlorure de cuivre. En général, le procédé d'adoucissement se résume par la réaction globale suivante :

Procédé Docteur : C'est un procédé semi-régénératif car on purge chaque fois les sulfates de sodium (Na_2SO_4) et on ajoute le plombite de sodium (Na_2PbO_2) et le soufre



Pour transformer les mercaptans en disulfures inertes, on ajoute de la soude (NaOH) et du soufre (S) puis on souffle de l'oxygène (l'air).

Procédé de Chlorure de cuivre : C'est un procédé avec régénération du chlorure de cuivre par soufflage de l'air.



Pour transformer les mercaptans en disulfures inertes, on les fera passer par un lit fixe de (CuCl₂) puis on souffle de l'oxygène (l'air).

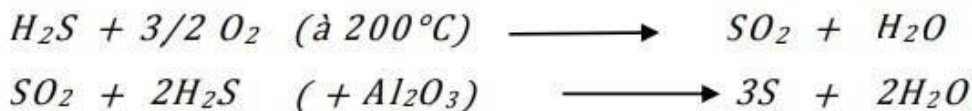
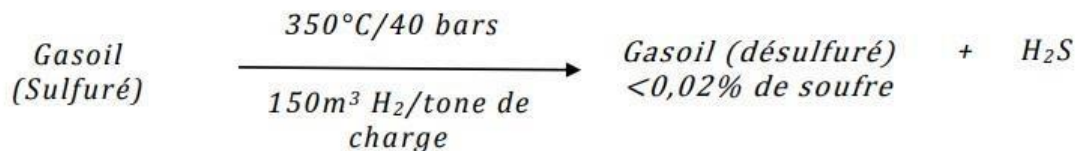
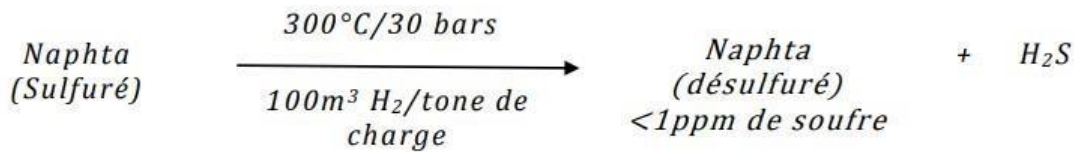
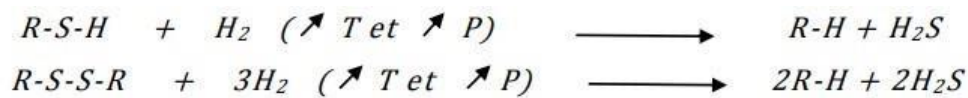
II.4.5. Hydrotraitement catalytique

La désulfuration par l'hydrotraitement s'effectue à haute température et à haute pression en présence de l'hydrogène.

II.4.6. Récupération du soufre (Procédé de Clauss)

Le sulfure d'hydrogène (H₂S) issu des réactions de désulfuration est traité selon le procédé de Clauss pour protéger l'environnement de l'impact de **(H₂S) d'une part, et de récupérer le**

soufre (S) de l'autre part.



La désulfuration peut être aussi effectuée par un autre procédé dans une colonne d'absorption à contre courant par une solution de mono-éthanol-amine (M.E.A) de 10 à 15% de concentration massique à basse température et haute pression.

II.5. Gaz Naturel

Outre les gaz obtenus par distillation du pétrole brut, des produits plus fortement volatils résultent de la transformation ultérieure de naphta et de distillats moyens pour produire de l'essence, des procédés impliquant un traitement de désulfuration d'hydrogène, du naphta, du distillat et du carburant résiduel; et à partir de la cokéfaction ou les traitements thermiques similaires des gazoles sous vide et les fiouls résiduels. L'étape de traitement le plus courant dans la production de l'essence est le reformage catalytique de fractions d'hydrocarbures dans l'heptane (C7) décane (C10) gamme. Comme tout autre produit de la raffinerie, le gaz doit être traité pour le préparer à l'utilisation finale et de vérifier l'étendue des contaminants qui pourraient causer des dommages à l'environnement. En outre, le traitement du gaz est un processus industriel complexe conçu pour nettoyer (contaminée sale) gaz brut en séparant impuretés et divers non méthaniques et des fluides pour produire ce qui est connu comme le gaz naturel sec pipeline qualité. Le traitement naturel-gaz commence généralement à la tête de puits.

II.5.1. Composition

La composition du gaz naturel brut extrait de puits de production dépend du type, de la profondeur, ainsi que la géologie et l'emplacement du réservoir souterrain. Ainsi, des usines de transformation de gaz purifient le gaz brut pour éliminer les contaminants communs tels que l'eau, le dioxyde de carbone et de l'hydrogène. Cependant, quelques-unes des substances qui contaminent le gaz ont une valeur économique et sont traitées ultérieurement pour la vente ou pour une utilisation dans une usine raffinerie pétrochimique. D'autre part, les gaz produits dans la raffinerie des procédés de raffinage sont, dans un sens, beaucoup plus complexe et souvent, la composition ne peut pas être prédite. Ces gaz contiennent une large variété d'hydrocarbures utiles ainsi que des quantités plus élevées de sulfure d'hydrogène (à partir des unités d'hydrodésulfuration).

II.5.2. Raffinage

Il y a beaucoup de variables dans le traitement du gaz naturel et de gaz de la raffinerie. La zone d'application précise d'un processus donné est difficile à définir. Plusieurs facteurs doivent être pris en compte :

1. les types de contaminants dans le gaz;
2. les concentrations de contaminants dans le gaz;
3. le degré d'élimination des contaminants souhaité;
4. la sélectivité de l'élimination des gaz acides requis;
5. la température du gaz à traiter;
6. la pression du gaz à traiter;
7. le volume du gaz à traiter;
8. la composition du gaz à traiter;
9. le dioxyde de sulfure d'hydrogène ratio de carbone dans le gaz;
10. l'opportunité de récupération de soufre en raison de l'économie du procédé ou les questions environnementales.

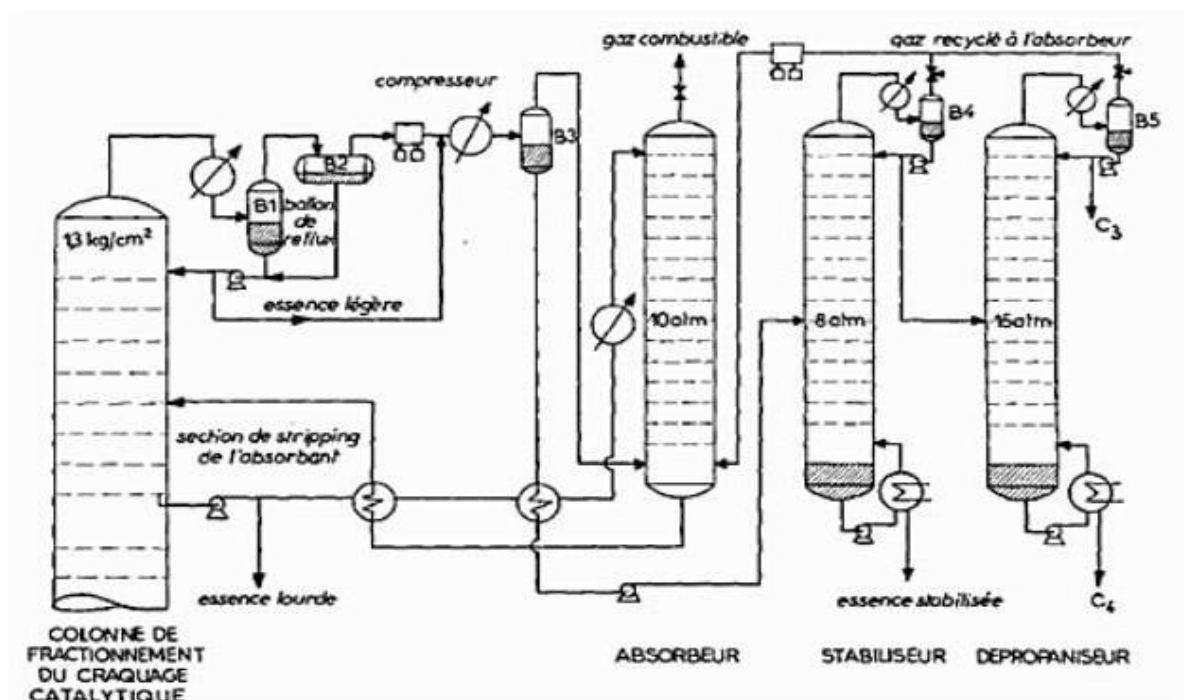


Figure II.5. Fractionnement des gaz de raffinerie

II.5.3. Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est le terme appliqué à certains hydrocarbures spécifiques et leurs mélanges, qui existent à l'état gazeux dans des conditions ambiantes atmosphériques mais peut être transformé à l'état liquide dans des conditions modérées. Le GPL est un mélange gazeux composé essentiellement de butane et du propane à température ambiante et pression atmosphérique, et peut passer à l'état liquide sous les conditions suivantes :

1. Pression relevée à la température ambiante.
2. Pression atmosphérique et basse température.
3. Pression modérée et température pas tellement basse.

Cette propriété lui permet d'être stocké dans un volume réduit (250 litres de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide). La composition des 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, exceptionnellement des hydrocarbures tels que le butadiène, l'acétylène et le méthylacrylique. Les constituants de GPL sont produits lors du raffinage du gaz naturel, la stabilisation du pétrole et du raffinage du pétrole

Ainsi, le GPL est un mélange d'hydrocarbures contenant :

1. le propane ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_3$; point ébullition: -42°C , -44°F),

2. le butane ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_3$; point d'ébullition: 0°C , 32°F),
3. iso-butane ($\text{CH}_3\text{CH}(\text{CH}_3)\text{CH}_3$; point d'ébullition: -7°C , -20°F)
4. dans une moindre mesure du propylène ($\text{CH}_3\text{CH}=\text{CH}_2$, point d'ébullition: -47°C , -54°F), ou butylène ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}=\text{CH}_2$, bouillant Point: -6°C , 20°F).

Les produits commerciaux les plus courants sont le propane, le butane ou un mélange des deux, et sont généralement extraits du gaz naturel ou du pétrole brut. Propylène et de butylène isomères résultant du craquage d'autres

hydrocarbures dans une raffinerie de pétrole et de matières premières chimiques sont deux importants.

a. Origine du GPL

Le GPL est extrait à partir de diverses sources qui peuvent être :

1. de la récupération à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers).
2. comme sous-produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel GNL.
3. du pétrole brut après raffinage comme sous-produit.
4. de la récupération à partir des champs gaziers.

b. Production des GPL

Les GPL proviennent de deux origines :

- Les champs de gaz (pour plus de 60%). En moyenne, un champ de gaz naturel fournit près de 90 % de méthane (CH_4) mais aussi 5% de propane et 5% d'autres gaz dont le butane. Schématiquement, on refroidit le gaz naturel extrait pour en séparer les différents constituants. On obtient alors des GPL (butane et propane à l'état liquide) alors que le méthane se trouve encore à l'état gazeux, ces gaz ayant des points de liquéfaction différents.
- Du butane et du propane sont également récupérés lors de l'extraction de pétrole, sous forme de gaz associés dissous (d'où l'appellation de gaz « de pétrole » liquéfiés). Les pourcentages de butane et de propane contenus dans le gaz naturel et le pétrole brut sont très variables d'un gisement à un autre.

Lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3 % de l'ensemble des produits obtenus. Ils constituent les coupes les plus légères issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de

distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL.

c. Caractéristiques des GPL

A la pression atmosphérique, le propane devient liquide en dessous de -42°C et le butane passe à l'état liquide dès que la température descend en dessous de 0°C . A titre de comparaison, le méthane, composant principal du gaz naturel, se liquéfie sous haute pression (45 atm et -82°C) ou a très basse température (1 atm et -161°C).

Les GPL ont la propriété de passer de l'état gazeux à l'état liquide par une baisse de température ou par augmentation de pression ou les deux à la fois.

Cette propriété permet de les stocker dans un volume réduit (1 m³ de GPL liquide occupe un volume de 225 m³ à l'état gazeux).

Les GPL sont des gaz facilement liquéfiables à la température ambiante sous une faible pression (4 à 18 atm). Cette particularité permet un stockage et un transport plus simples que pour les autres gaz tels que le méthane et l'éthane qui exigent des pressions très élevées pour pouvoir être liquéfiés à la température ambiante.

Aux conditions normales de pression et de température, les GPL sont un gaz plus lourd que l'air.

Le butane commercial en phase vapeur est deux fois plus lourd que l'air et le propane commercial est une fois et demie plus lourd.

Tableau II.1. Caractéristiques des GPL

Composants	Propane	Butane
Formule chimique	C_3H_8	C_4H_{10}
Masse molaire, [g/mole]	44,0956	58,1222
Couleur	Incolore	Incolore
Odeur	Inodore	Inodore
Densité, [mg/ml a 0°C] et [1013 mbar]	2,0098	2,709
Point de fusion, [$^{\circ}\text{C}$]	$-187,7$	$-138,29$
Point d'ébullition, [$^{\circ}\text{C}$]	$-42,25$	$-0,5$
Tension de vapeur [bar]	2	8
Point calorifique supérieur : [kcal / Nm ³]	22506	29622

d. Procédé de séparation de GPL

Les gaz de pétrole liquéfiés sont obtenus principalement (Fig.II.5, Fig II.6):

1. Dans les raffineries de pétrole de la distillation du pétrole brut.

Au cours des opérations de dégazolinage du gaz naturel sur les champs de production pour obtenir les produits GPL (butane et propane).

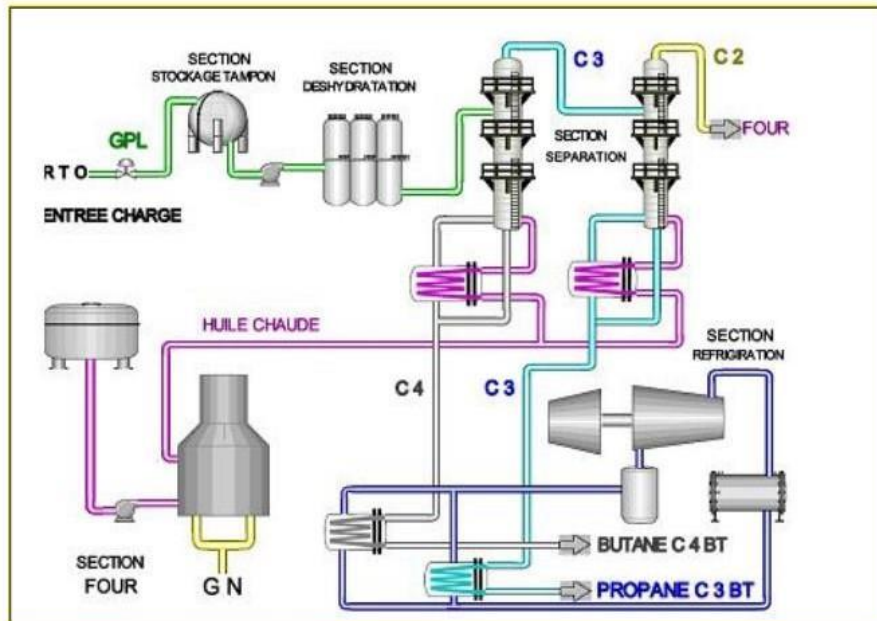


Figure II.6. Schéma d'un procédé de séparation des GPL

e. Utilisation des GPL

Les GPL sont souvent utilisés là où les réseaux de gaz naturel sont inaccessibles, pour des applications variées tels que :

- Source d'énergie domestique : Actuellement de nombreux appareils de cuisson et de chauffage, sont conçus de manière à s'adapter au GPL ;
- Climatisation : La détente des GPL absorbe la chaleur et crée du froid ;
- GPLC (carburant) : Les GPL, sont utilisés comme carburants dans les véhicules. La consommation mondiale du GPL comme carburant s'élevait à près de 10 millions tonne en 1993, un pourcentage de 7/8% des GPL consommé mondialement l'est sous forme de carburants ;

- Applications itinérantes : bouteilles pour restauration, briquets, lampes, etc. ; applications domestiques : cuisson, chauffage, eau chaude sanitaire ;
- Applications industrielles : métallurgie, pétrochimie, industrie textile et du papier, etc. Par exemple, ils sont utilisés dans les fours de traitement thermique, de cuisson et d'émaillage (notamment pour le verre, les poteries ou les porcelaines). Les propriétés oxydantes ou réductrices des GPL y sont exploitées, notamment pour jouer sur les couleurs ;
- Applications agricoles : agriculture, élevage, etc. Par exemple, les GPL sont des alternatives aux produits chimiques pour le désherbage ;
- transports : carburant pour véhicules, bateaux de plaisance, etc...

II.6. Contraintes environnementales et évolution du raffinage

Pétrole exerce une grande influence sur l'environnement, essentiellement de deux manières:

- Il contribue aux émissions de dioxyde de carbone (CO₂): l'accroissement des émissions anthropiques de CO₂ est généralement considéré comme l'une des principales causes du réchauffement climatique ;
- Il contribue aussi à la pollution atmosphérique urbaine, à la pollution des lacs, à la déprédation de biodiversité et à la dégradation de divers écosystèmes ;

II.6.1. Les principaux composants de la pollution atmosphérique urbaine

dioxyde de Soufre, une des causes essentielles des pluies acides, des particules pouvant entraîner des affections respiratoires ; Extrait de l'essence ; Du plomb ; De fines particules provenant de la combustion du gasoil ; Le dioxyde de carbone qui est le principal gaz à effet de serre résultant à la fois de l'utilisation des gaz et carburants pour le transport, la production de l'électricité, le chauffage,

II.6.2. La protection de l'environnement

La protection de l'environnement est une considération importante dans le raffinage du pétrole si l'on tient compte à la fois de l'obligation de respecter la réglementation en vigueur et de la nécessité d'éviter le gaspillage des ressources en raison de l'escalade des prix du brut et des coûts de production. Les raffineries peuvent émettre dans l'atmosphère ou rejeter dans l'eau de nombreux produits qui peuvent être dangereux pour l'environnement.

Certains sont des polluants présents dans le pétrole brut, alors que d'autres sont le résultat des opérations de raffinage. Parmi les produits rejetés dans l'air figurent le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et le monoxyde de carbone. Les eaux usées contiennent généralement des hydrocarbures, des matières dissoutes, des solides en suspension, des phénols, de l'ammoniac, des sulfures, des acides, des alcalis et d'autres polluants. Il existe aussi des risques de déversement accidentel ou de fuite d'une grande diversité de produits chimiques inflammables ou toxiques.

Toute une série de mesures peuvent être prises pour contrôler les émissions de liquides et de vapeurs et réduire ainsi les coûts d'exploitation:

- *Economies d'énergie:*

Les mesures à prendre dans ce domaine comprennent la limitation des fuites de vapeur et la récupération des condensats afin d'économiser l'énergie et d'accroître le rendement des installations de production d'énergie.

Intervention en cas de déversement: Les raffineries devraient élaborer et mettre en œuvre des mesures destinées à faire face aux déversements de pétrole brut, de produits chimiques et de produits finis, tant sur le sol que dans l'eau. Ces mesures peuvent comprendre le recours, en cas d'urgence, à des équipes de travailleurs ayant reçu une formation spéciale, à des organismes extérieurs ou à des sous-traitants. Le plan d'intervention devrait préciser le type, les quantités nécessaires et les conditions de disponibilité, sur le site ou ailleurs, des fournitures et de l'équipement indispensables.

- *Pollution de l'eau:*

La lutte contre la pollution de l'eau comprend le traitement des eaux usées dans des séparateurs API et des installations spéciales, la collecte et le traitement des eaux de ruissellement, ainsi que la prévention des fuites et la rétention des débords.

- *Pollution atmosphérique:*

Les raffineries étant exploitées en continu, la détection des fuites, en particulier au droit des vannes et des raccords, revêt une importance primordiale. Les mesures antipollution comprennent la réduction des émissions de vapeurs d'hydrocarbures et de leurs rejets dans l'atmosphère, le contrôle de l'étanchéité des vannes et des raccords, le confinement des vapeurs, le contrôle de l'anneau d'étanchéité des réservoirs à toit flottant, ainsi que la récupération des vapeurs aux installations de chargement et de

déchargement et lors de la purge des bacs et des réservoirs.

- *Pollution des sols:*

L'utilisation de cuvettes de rétention et d'évacuation des polluants vers des zones de confinement spécifiques protégées devrait permettre de prévenir la pollution des sols et la contamination des eaux souterraines lors des déversements de pétrole. Pour éviter la contamination en cas de collecte de polluants dans les cuvettes de rétention, on peut adopter des mesures additionnelles telles qu'un doublage en plastique imperméable ou en argile.

Chapitre III

Schémas de fabrication pétrochimique



Total et l'entreprise publique algérienne Sonatrach ont annoncé le dimanche 7 octobre le renforcement de leur coopération dans le gaz naturel et la pétrochimie en Algérie. Les deux sociétés ont signé un contrat de concession pour le développement conjoint du champ gazier d'Erg Issaouane sur le permis TFT Sud. Il est situé au sud du champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT).

III.1. Introduction

La pétrochimie est la science qui s'intéresse à l'utilisation des composés chimiques de base issus du pétrole pour fabriquer d'autres composés synthétiques qui peuvent exister ou non dans la nature ; dans le dernier cas, ces composés sont dits artificiels. Ces fabrications sont, en général, basées sur des réactions chimiques. Par exemple, la coupe naphta issue de la distillation atmosphérique, peut servir de charge à une unité de vapocraquage (ou craquage à la vapeur). Ce naphta peut être craqué dans un vapocraqueur, et donne des produits susceptibles d'être transformés en matières plastiques et d'autres produits cosmétiques et pharmaceutiques. C'est ainsi qu'à partir du pétrole on peut fabriquer des matières plastiques de toutes sortes employées ensuite comme matières premières dans les secteurs de la construction et dans l'industrie électrique, électronique, le textile, l'aéronautique et autres. Les oléfines et les aromatiques sont des matières premières qu'on appelle des grands intermédiaires servant dans l'industrie des plastiques, pharmaceutique, cosmétique, électronique, aéronautique et du textile.

III.2. Diversité des produits de l'industrie pétrochimique

L'industrie pétrochimique présente une plus grande diversité de produits. A cette effet, voici quelques produits de synthèse les plus utilisés:

1. Le polyéthylène: sert à la fabrication de nombreux objets tels que bassine, flacons, seaux etc...
2. Le polystyrène: pour l'isolation, l'emballage.
3. Les polyamides : tels que le nylon qui est le premier textile synthétique. Il doit sa popularité à sa résistance égale à celle de l'acier (50 000 plis avant rupture), à sa grande élasticité et à ses propriétés hydrophobes (qui repoussent l'eau).
4. Les polyacryliques : où l'orlon (ou crylon en France) sert au tissage de tricots et vêtements contre le froid. C'est un tissu chaud, laineux et gonflant.
5. Les polyvinyliques : eux, sont des fibres ininflammables, isolantes. Ils servent à la fabrication de tissus d'ameublement (ex : le PVC).
6. Les polyesterers : qui englobent principalement le tergal. C'est un tissu infroissable, indéformable et irrétrécissable. Ils servent beaucoup aux tissus d'habillement.

Les détergents : les détergents synthétiques sont aussi une grande invention de la pétrochimie. Ces détergents permettent de remplacer les produits de nettoyages classiques tels que les savons, l'eau de javel et les acides. Leur pouvoir mouillant permet de renforcer l'action humidifiant de l'eau qui permet d'optimiser le nettoyage. D'autre part, les détergents synthétiques conservent leurs mêmes propriétés alors que le savon, en eau calcaire, forment des produits insolubles. Ces détergents sont utilisés pour le nettoyage de la vaisselle, des murs, des vitres, la lessive etc...

1. Les fibres synthétiques.
2. Les plastifiants.
3. Les élastomères.
4. Les adhésifs.
5. Le Nylon.
6. Les médicaments.
7. Les cosmétiques.
8. Les engrais.

III.3. Principales voies de fabrication en pétrochimie

Généralement, la pétrochimie est basée principalement sur deux types de procédés.

III.3.1. Le craquage à la vapeur (Vapocraquage)

Ce type de procédés, permet d'obtenir les oléfines qui sont des hydrocarbures non saturés ou insaturés, c'est à dire des alcènes, présentant une seule double liaison entre deux atomes de carbone.

Le vapocraquage est un procédé pétrochimique par lequel des hydrocarbures saturés sont fragmentés en molécules plus petites souvent insaturées. C'est une source importante d'alcènes (éthylène, propylène, etc.), qui sont des intermédiaires importants pour la production de divers produits pétrochimiques (monomères à l'origine de nombreuses matières plastiques).

Souvent, le produit de départ est du naphta (un liquide clair obtenu à partir de la

distillation du pétrole), mais il peut aussi s'agir d'éthane (un hydrocarbure de la famille des alcanes de formule brute C_2H_6).

Ils sont mélangés à de la vapeur et chauffés à environ $800^{\circ}C$ en passant dans un tube chauffé par un four pendant moins d'une seconde. Ces produits de réaction sont ensuite refroidis brutalement pour obtenir le mélange d'alcènes souhaité. Les dérivés de l'éthylène et du propylène obtenus par vapocraquage sont indiqués dans les schémas ci-dessous figures III.1 et III.2 :

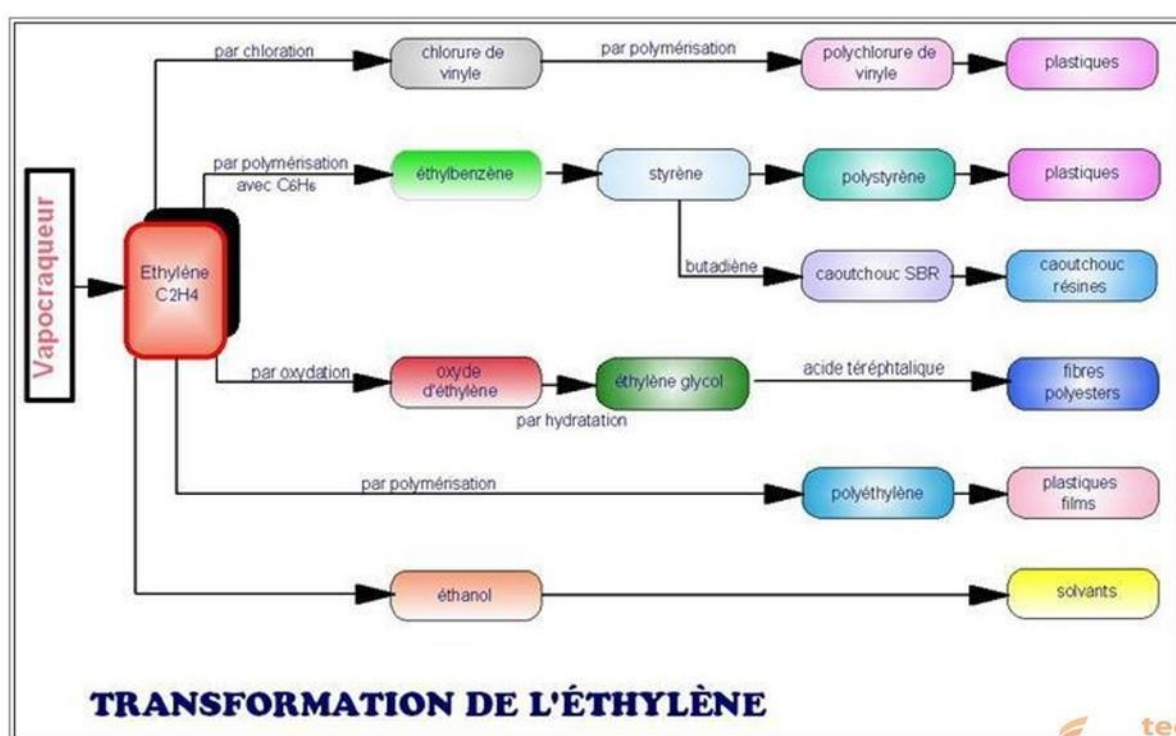


Figure III.1. Le vapocraquage de l'éthylène

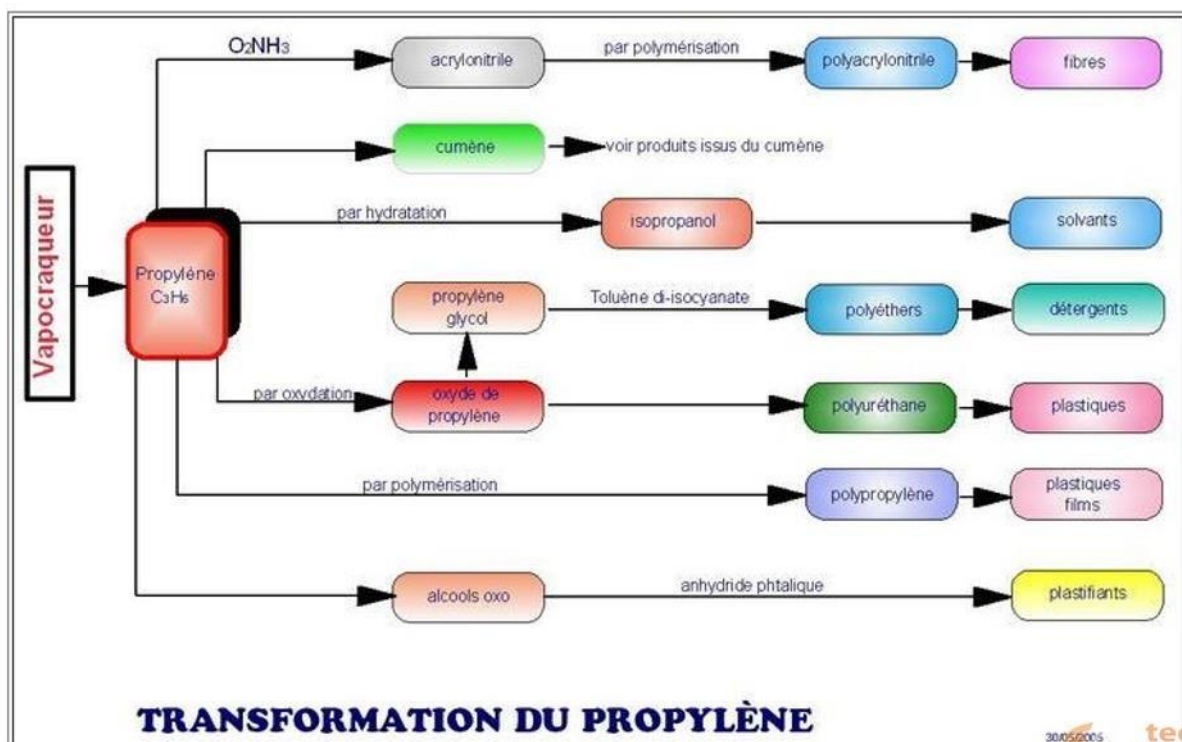


Figure III.2. Le vapocraquage de propylène

III.3.2. Les procédés d'extraction

Dans ce type, on extrait des aromatiques. Généralement, les hydrocarbures aromatiques donnent des solvants, des gommes, des résines et des produits entrant dans la fabrication du

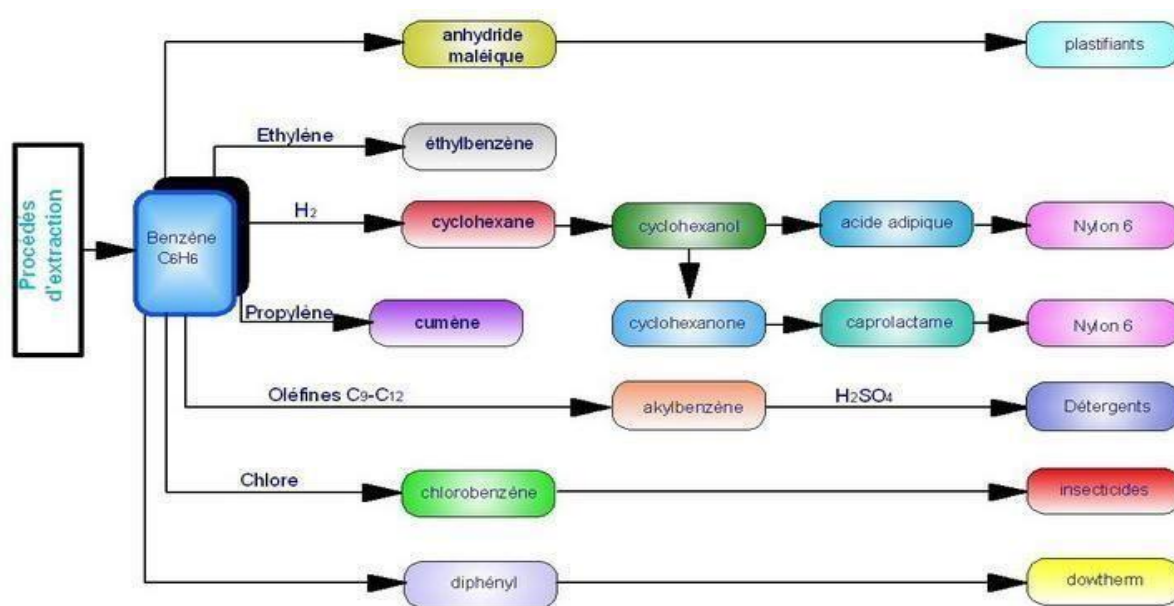
caoutchouc synthétique mais aussi des plastiques, des fibres de polyester, des peintures et des vernis.

Généralement, on utilise un solvant pour l'extraction, le diméthylsulfoxyde, ajouté à une certaine proportion d'eau. Les aromatiques sont ensuite réextraits du composé à l'aide de ce solvant avec du butane, qui est non aromatique et peut être facilement séparé de ces derniers par distillation.

L'extraction et la réextraction des aromatiques s'effectuent dans des colonnes remplies de liquide, dites extracteurs, équipées d'arbres rotatifs munis de turbines agitatrices permettant ainsi la séparation des molécules aromatique comme : le benzène, le toluène et le xylène

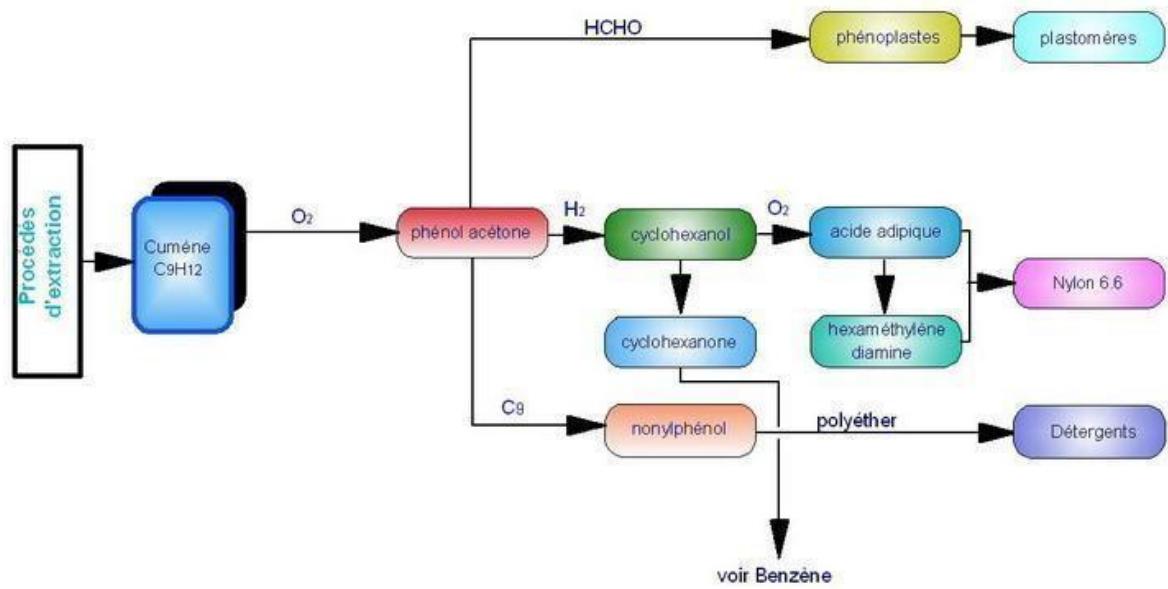
Tous les composés aromatiques, une fois extraits et purifiés, sont des matières premières pour d'autres réactions d'hydrogénation ou d'oxydation afin d'obtenir des matières de l'industrie pétrochimique comme : plastifiants, solvants, fibres, pesticides et de nombreux autres produits.

Les transformations du benzène, du cumène et toluène peuvent conduire à des produits selon le schémas ci-dessous figures III.3 , III.4 et III.5 :



TRANSFORMATION DU BENZÈNE

Figure III.3. Procèdes d'extraction de C_6H_6



TRANSFORMATION DU CUMÈNE

Figure III.4. Procèdes d'extraction du cumène C_9H_{12}

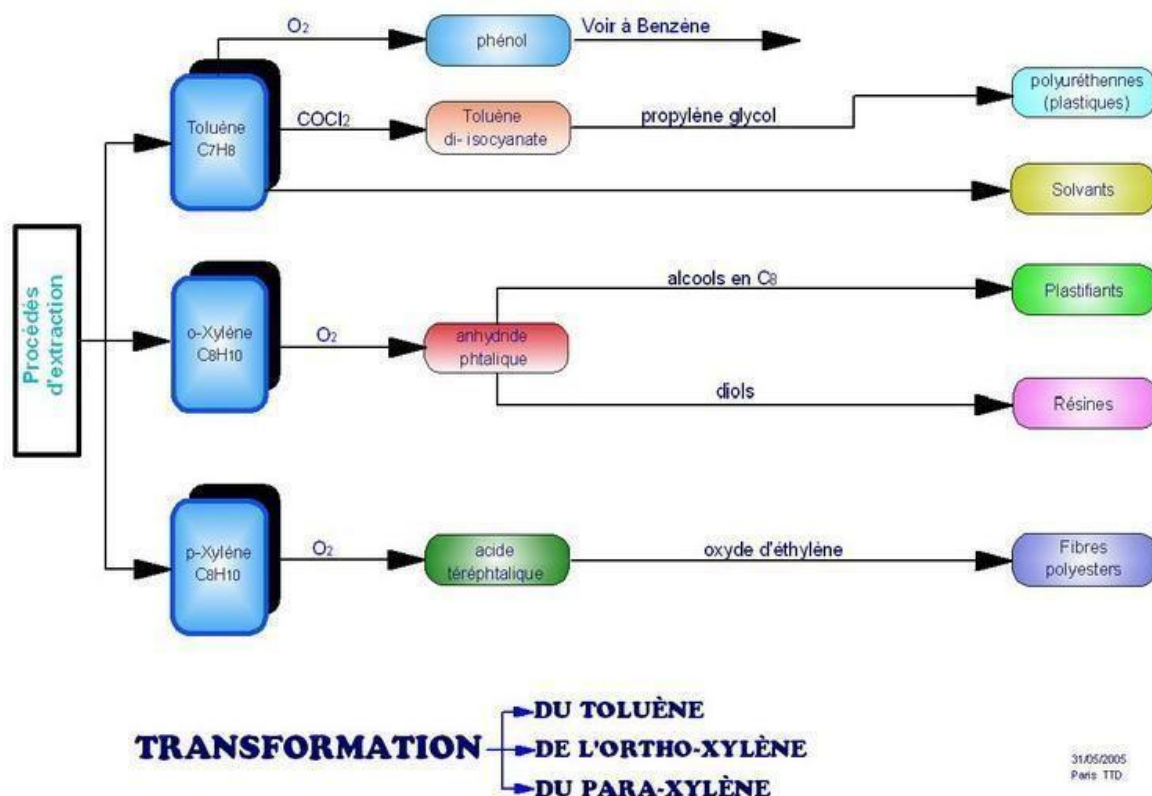


Figure III.5. Procèdes d'extraction

III.3.3. Procédé de polymérisation

Le procédé de polymérisation permet de combiner au moins deux molécules organiques non saturées (oléfines) en une seule molécule plus lourde.

On peut distinguer trois types de polymérisation :

- *La polymérisation par étape* : un grand nombre de molécules, possèdent au moins deux groupes fonctionnels, se soudent les unes aux autres par des réactions chimiques. Ces réactions se font avec l'élimination des petites molécules (H_2O , HCl , NH_3 ...) et sont appelées polycondensations ou polyadditions.
- *La polymérisation en chaîne* : polymérisation dans laquelle la croissance d'une chaîne polymère résulte exclusivement de réaction entre monomère et site réactif de la chaîne polymère, avec régénération du site réactif à la fin de chaque étape de croissance.
- *La polymérisation par des complexes de métaux de transition*, de type Ziegler-

Natta, ou mettant en jeux des métallocènes.

Il existe des polymères synthétiques, comme le polyéthylène, par opposition à des polymères d'origine naturelle, par exemple la cellulose. En industrie de textile, la polymérisation est le processus chimique par lequel des résines ou des plastiques sont fixés à des matières textiles au moyen de la chaleur.

III.3.4. Fabrication Industrielle du PVC

1. Définition du PVC (poly chlorure de vinyle) : Le PVC, est un matériau de plastique fabriqué à base de sel et de dérivés du pétrole (Fig.III.6). Comme le principal composant est le chlore, la fabrication d'une certaine quantité de PVC nécessite moins de pétrole que plusieurs autres polymères. Le PVC est un matériau thermoplastique : il est de nature à être fondu lors d'un chauffage à une certaine température et qui durci ensuite après refroidissement

Il a été découvert en 1835 par un physicien français, Victor Regnault. Le premier brevet a été déposé en 1914 par l'allemand Friedrich Klatte et la production industrielle du PVC a débuté en 1935.

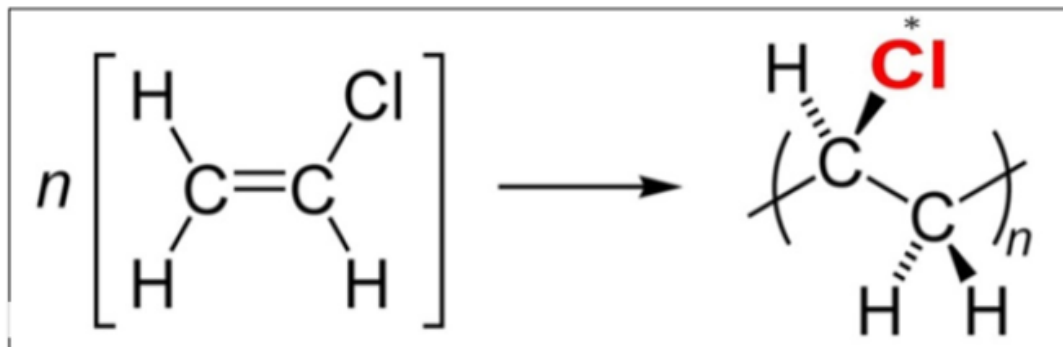


Figure 1: Monomer and polymer of PVC with emphasis on the chlorine atom.

Figure III.6. Structure du poly(chlorure de vinyle)

Le PVC est préparé à partir de deux matières premières : à 57 % de sel de mer (NaCl) et à 43 % de pétrole ; c'est la seule matière d'origine minérale (FigIII.7).

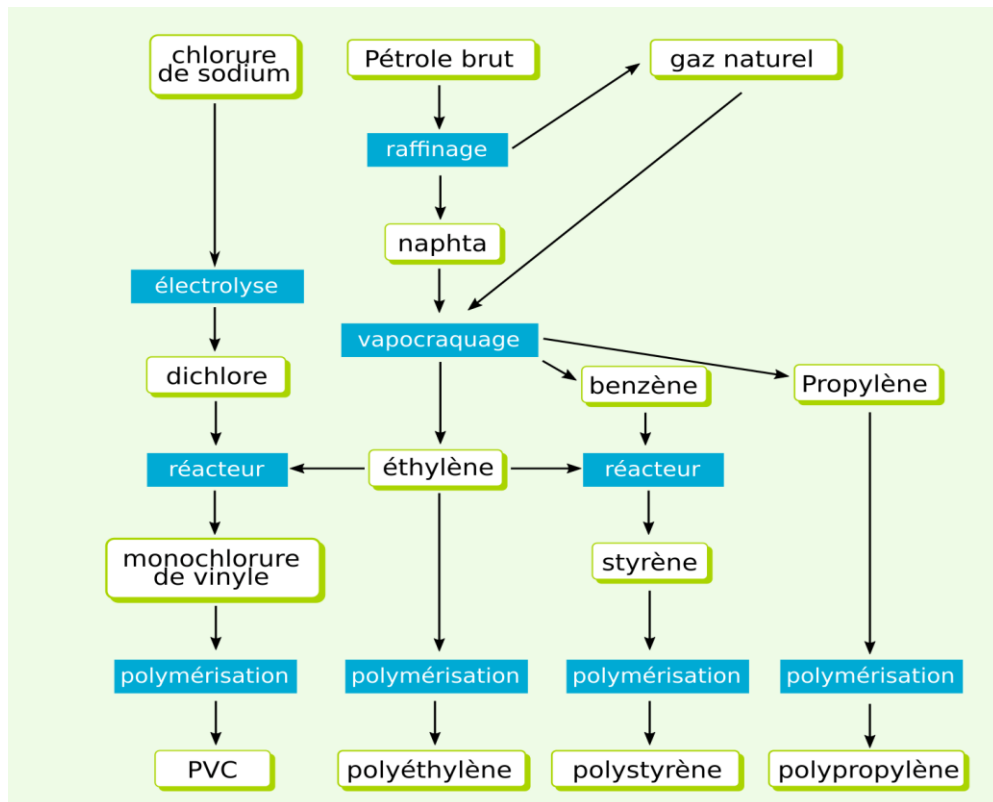


Figure III.7. Schéma de fabrication de PVC

2. Caractéristiques du PVC

- Solidité : résistance mécanique et légèreté
- Durée de vie : plus de 30 ans pour les fenêtres, et plus de 60 pour les canalisations
- Facilité d'entretien : éponge ou serpillière
- Résistance au feu : retardateur de flamme
- Isolation : thermique, phonique, électrique
- Économie : excellent rapport qualité/prix
- Créativité : illimitée - Recyclabilité: à 100% ;
- Hygiène : haute qualité sanitaire.

3. Les types de PVC Dans l'industrie,

- il existe quatre types de PVC :
- Le PVC rigide, principalement utilisé dans le bâtiment pour la confection des canalisations
- ou des fenêtres ;

- Le PVC expansé, plus connu sous le nom Forex, principalement utilisé pour la fabrication d'enseignes ;
- Le PVC souple qui sert à fabriquer certains revêtements de sol ;
- Les films de PVC comme le film étirable ou les films adhésifs utilisés dans le marquage publicitaire

4. Les techniques de transformation en produits finis

Après l'ajout des additifs, le PVC peut se présenter sous différentes formes ; granulés, poudre ou pâte liquide.

• **L'extrusion**: les compounds sous forme de granulés ou de poudre passent dans un fourreau chauffé qui produit en continu des tubes, des profilés (fenêtres, fermetures, lambris électriques...) ou des plaques de bardage qu'il faut couper.

• **L'extrusion soufflage**: de l'air est soufflé dans un moule pour plaquer la matière contre les parois. Ce procédé permet de fabriquer des corps creux, des bidons, des flacons, des films pour serres...

• **L'injection**: les granulés sont fondus, puis malaxés et poussés par une vis dans un moule.

• On obtient ainsi des raccords, des tiroirs, des boîtiers et des interrupteurs électriques...

• **Le calandrage** : passant entre des rouleaux chauffants, la matière est étirée pour obtenir des

• revêtements de sols et de murs, des nappes, des emballages, des films d'étanchéité...

• **Le thermoformage**: des plaques ou feuilles de PVC sont chauffées et appliquées sur un moule. On obtient alors des panneaux pour mobilier de cuisine, des plateaux, des casques...

• **L'enduction** : on verse une pâte de PVC liquide appelée Plastisol sur un support, ce qui permet de produire des tissus enduits pour la maroquinerie, des revêtements de sols et de murs...

• **La fluidisation** : les poudres de PVC sont mises en œuvre par trempage en lit fluidisé. On en

recouvre par exemple les grillages et les tubes métalliques.

5. Principales applications

- Construction: tuyaux, profilés (portes et fenêtres), câbles, revêtements de sol, enduits de toiture, canalisations;
- Emballage: produits alimentaires, pharmaceutiques et cosmétiques;

- Bien de consommation courante : chaussures, cartes de crédits, vêtements, jouets;
- Secteur automobile: chaque voiture contient environ 10 à 16kg de PVC (revêtement des pièces, des tableaux de bord, les panneaux des portes);
- Secteur médical: poches de sang, cathéters, petits tubes et tuyaux, gants chirurgicaux, masques d'inhalations, emballages stériles.

III.3.4. Production de l'ammoniac

L'ammoniac (NH_3) est un gaz incolore de faible poids moléculaire **répondant à la** formule chimique NH_3 (Fig.III.8).

Il a une odeur **piquante typique** des nettoyants ménagers puissants. L'ammoniac (NH_3) est plus léger que **l'air**, mais peut être facilement condensé en un liquide en raison **des fortes liaisons** hydrogène entre les molécules d'ammoniac (**les liaisons** hydrogène **confèrent** à l'eau ses propriétés uniques).

L'ammoniac est utilisé et produit dans **diverses industries**, les plus **gros** consommateurs d'ammoniac étant les industries **alimentaires, des engrais** et pharmaceutiques.

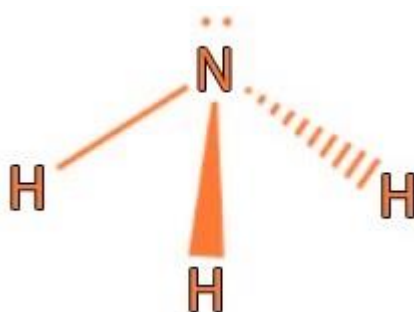


Figure III.8. Structure chimique de l'ammoniac

1.Procédé de Haber :

Le procédé Haber est un procédé chimique servant à la synthèse de l'ammoniac (NH₃) par hydrogénation du diazote (N₂) gazeux atmosphérique par le dihydrogène (H₂) gazeux en présence d'un catalyseur.

C'est en 1909 que le chimiste allemand Fritz Haber parvint à mettre au point ce procédé chimique.

Une équipe de recherche de la société BASF mit au point, en 1913, la première application industrielle du procédé Haber : c'est le procédé Haber-Bosch.

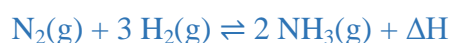
Le responsable de son industrialisation, Carl Bosch, agissait à la fois comme superviseur de l'équipe et comme concepteur, apportant des solutions originales à certains problèmes posés lors de sa mise au point.

Le procédé Haber-Bosch a une importance économique considérable, car il est difficile de fixer l'azote en grandes quantités et à un coût peu élevé, à l'aide des autres procédés mis au point.

L'ammoniac sert le plus souvent à la production des engrais azotés synthétiques, considérés comme essentiels pour alimenter la population mondiale au début du XXI^e siècle.

2.Description du procédé

Le procédé Haber-Bosch consiste à favoriser la réaction exothermique suivante :



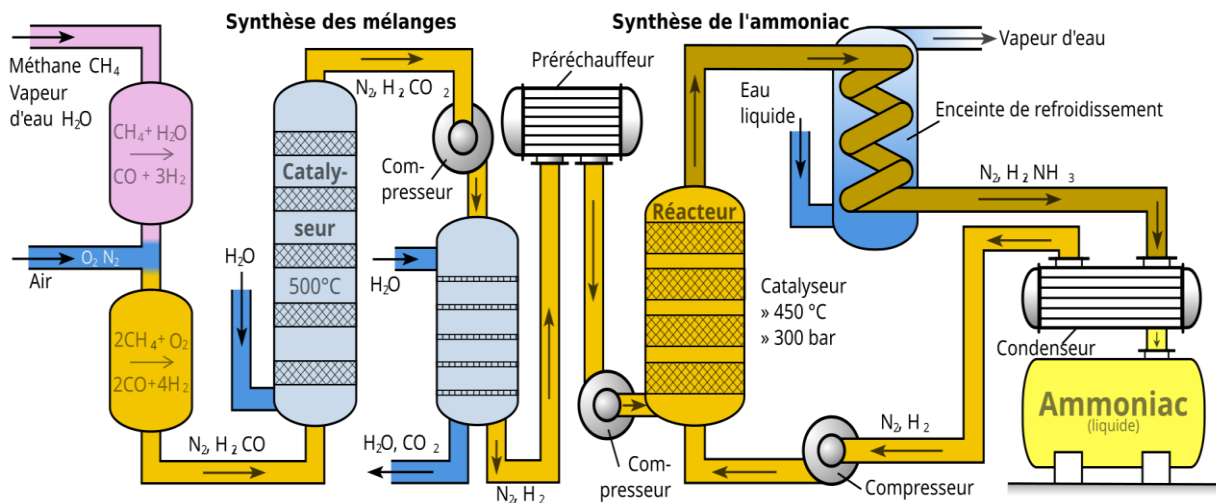


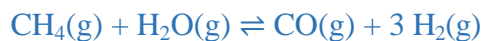
Figure III.9. Le procédé Haber-Bosch

La réaction se déroule en 4 étapes figure III.9. : reformage, synthèse de NH_3 , cinétique, catalyseur.

a. Reformage du CH_4

Le but de cette première étape est la production de l'hydrogène par reformage du méthane. Il y a deux reformage primaire et secondaire.

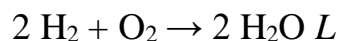
Le reformage primaire consiste à **purifier le** méthane, notamment pour éliminer le soufre qui peut être **toxique** pour les catalyseurs. Le méthane pur réagira alors avec la vapeur d'eau lorsqu'il sera exposé à un catalyseur à base d'oxyde de nickel. C'est le reformage à la vapeur : **vaporeformage**.



Une deuxième étape est nécessaire pour brûler le méthane restant, car la première étape de reformage ne produit que 11% de la concentration du méthane.

En ajoutant de l'air, ce deuxième reformage peut se diviser en deux étapes distinctes :

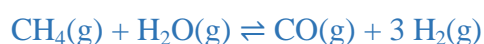
- Combustion de l'hydrogène avec l'oxygène de l'air :



La réaction de combustion de l'hydrogène est fortement exothermique, ce qui augmente la température du milieu réactionnel à ~1 500 °C.

- *Vaporeformage du méthane résiduel :*

La chaleur dégagée par la réaction de combustion de l'hydrogène fournit la chaleur nécessaire à la réaction endothermique de vaporeformage du méthane résiduel.



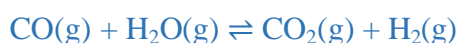
A la sortie du réacteur de reformage secondaire, la concentration en méthane est de l'ordre de 0,3%.

b. Purification du mélange

Il est indispensable de purifier le mélange gazeux en CO et CO₂ avant son entrée dans la boucle de synthèse de l'ammoniac afin d'éviter la désactivation du catalyseur. La purification est réalisée en trois étapes

1. Conversion du monoxyde de carbone

Le mélange gazeux est refroidi par passage dans une chaudière, à une température d'environ 400°C, condition acceptable pour la conversion de CO. La réaction du gaz à l'eau permet d'obtenir plus d'hydrogène à partir du monoxyde de carbone.



2. Décarbonatation

La décarbonatation repose sur l'absorption de gaz dans une solution liquide. Le mélange gazeux passe à nouveau dans une chaudière de refroidissement puis est dissous dans une solution de soude ou de carbonate de sodium.

3. Méthanisation

Les traces de monoxyde et dioxyde de carbone sont retransformées en méthane qui se comporte lors de la synthèse de l'ammoniac comme un gaz inerte. Le mélange gazeux passe alors dans un méthanateur, qui convertit la plupart du monoxyde de carbone restant en méthane.



Cette étape est nécessaire, car le monoxyde de carbone empoisonne les catalyseurs. A l'issue de ces étapes, le méthane et une partie de la vapeur d'eau ont été convertis en dioxyde de carbone et en dihydrogène. Le reformage à la vapeur, la conversion du monoxyde de carbone, l'élimination du dioxyde de carbone et la méthanation se produisent à des pressions absolues comprises entre 2,5 et 3,5 MPa.

c. Synthèse

C'est pendant le procédé Haber proprement dit que survient la synthèse de l'ammoniac. Le diazote et le dihydrogène réagissent sur un catalyseur de fer qui contient de l'hydroxyde de potassium comme accélérateur.



Cette réaction, à l'équilibre, s'effectue à une pression de 15 à 25 MPa et à une température variant de 300 à 550 °C. Les réactifs gazeux circulent sur quatre couches de catalyseur. A chaque passage, environ 15% des réactifs sont convertis, mais tous les réactifs n'ayant pas réagi sont recyclés, atteignant un taux de conversion de 98%.

Après chaque passage, les réactifs sont refroidis pour maintenir une constante d'équilibre raisonnable. En développant son procédé, Haber a perfectionné la technique de recyclage des réactifs inutilisés. Si les réactifs ne sont combinés qu'une seule fois, les paramètres de l'équation chimique équilibrée ne donnent pas un taux de conversion suffisamment élevé.

Haber a conclu qu'il était possible d'extraire une partie des produits, évacués à haute pression du réacteur chimique, et d'injecter de nouvelles quantités de réactifs dans le réacteur pour y maintenir une pression favorisant la production d'ammoniac.

d. Cinétique du procédé

Pour effectuer la synthèse, il faut considérer deux paramètres contradictoires : la constante d'équilibre et la vitesse de réaction.

À la température de la pièce, la réaction est lente et une solution évidente serait d'élever sa température. Cela peut augmenter la vitesse de réaction, mais puisque la réaction est exothermique, ce changement favorise, selon la loi expérimentale de Van't Hoff, la réaction inverse (endothermique). Cela réduit donc la constante d'équilibre.

$$K_c = \frac{[\text{NH}_3]_e^2}{[\text{N}_2]_e \cdot [\text{H}_2]_e^3}$$

Quand la température augmente, l'équilibre se déplace et la constante d'équilibre diminue énormément selon la relation de Van't Hoff. Il faudrait donc imposer une basse température et recourir à d'autres moyens pour augmenter la vitesse de réaction. Cependant, le catalyseur exige une température d'au moins 400 °C pour être efficace.

La constante d'équilibre ne dépend que de la température, mais augmenter la pression permet de déplacer l'équilibre et de favoriser la réaction directe. En effet, il y a 4 moles de réactifs pour 2 moles de produits.

Selon le principe de Le Chatelier, une augmentation de la pression favorisera la réaction qui diminue la pression du système à l'équilibre. Une pression d'environ 200 atm déplace suffisamment l'équilibre pour obtenir une production raisonnable.

Financièrement, par contre, augmenter la pression est une opération coûteuse. En effet, les spécifications des canalisations, des récipients et des vannes doivent être plus sévères que les normes habituelles. Le fonctionnement des pompes et des compresseurs à cette pression

demande beaucoup d'énergie. Il y a aussi des considérations de sécurité à prendre en compte. Pour toutes ces raisons, un compromis doit être fait : à chaque passage des réactifs, le taux de conversion est d'environ 15 %.

e. Catalyseur

Pour les besoins de cette industrie, le catalyseur à base de fer est préparé en exposant une masse de magnétite, un oxyde de fer, à un gaz de dihydrogène porté à haute température. Cela réduit une partie de la magnétite en fer métallique, éliminant l'oxygène dans le processus.

Le volume initial du catalyseur est conservé en grande partie. La masse est devenue un matériau très poreux dont la grande surface de contact multiplie l'efficacité catalytique. Le catalyseur inclut également du calcium et des oxydes d'aluminium, ce qui facilite l'activité catalytique et maintient la surface de contact tout au long de son existence, ainsi que du potassium, ce qui augmente la densité électronique du catalyseur et améliore son activité.

En présence du catalyseur, la réaction évoluerait comme suit :

1. $\text{N}_2(\text{g}) \rightarrow \text{N}_2 \text{ (adsorbé)}$
2. $\text{N}_2 \text{ (adsorbé)} \rightarrow 2 \text{ N (adsorbé)}$
3. $\text{H}_2(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2 \text{ (adsorbé)}$
4. $\text{H}_2 \text{ (adsorbé)} \rightarrow 2 \text{ H (adsorbé)}$
5. $\text{N (adsorbé)} + 3\text{H (adsorbé)} \rightarrow \text{NH}_3 \text{ (adsorbé)}$
6. $\text{NH}_3 \text{ (adsorbé)} \rightarrow \text{NH}_3(\text{g}) \text{ L}$

La réaction 5 survient en trois étapes, formant successivement NH , NH_2 et NH_3 . Des indices, obtenus à partir de différentes expériences, montrent que la réaction 2 est la plus lente.

III.4. L'ammoniac liquide : un carburant vert pour le secteur du transport

L'ammoniac est la seconde molécule la plus produite (en terme de volume annuel) par les industries chimiques. Cette molécule-clé, présentant des applications majeures dans le secteur de l'agriculture, a également la capacité de pouvoir stocker l'énergie (en particulier l'hydrogène). Qui plus est, l'ammoniac sous forme liquide peut également servir de carburant pouvant se substituer au LPG d'origine fossile.

N'étant pas carboné, l'ammoniac exploité comme combustible n'émet donc pas de CO_2 dans sa phase d'usage. Pour cette raison, il apparait comme une solution stratégique dans le secteur du transport maritime et aérien en remplacement, respectivement, des fuels lourds et du kérosène.

Si ces arguments semblent si bénéfiques et indiscutables, diverses questions méritent cependant d'être soulevées. A l'heure actuelle, l'ammoniac est produit au départ de ressources fossiles. Est-il donc techniquement envisageable de produire cette molécule à partir de ressources renouvelables ? L'ammoniac est-il vraiment le « carburant du futur » comme le prônent certains industriels ?

S'oriente-t-on vers une « économie de l'ammoniac » ? C'est la question à laquelle je vous réponds aujourd'hui.

Le procédé Haber-Bosch, d'une portée économique considérable, combine quantitativement deux gaz (hydrogène H_2 et azote N_2) typiquement à des pressions comprises entre 100 et 300 bars, et des températures de l'ordre de 300-550°C en présence d'un catalyseur à base de fer (Fe_3O_4) (**Figure III.10**). La réaction est exothermique, ce qui signifie qu'elle dégage de l'énergie sous forme de chaleur. En fin de procédé, l'ammoniac est séparé de H_2 et N_2 (qui sont réinjectés dans le procédé) par liquéfaction et stocké.



L'azote (N_2), un des intrants de ce procédé, est fixé par voie catalytique à partir de l'**air atmosphérique**. Quant à l'hydrogène (H_2), il est obtenu en amont à partir de reformage catalytique de **gaz naturel** (méthane).

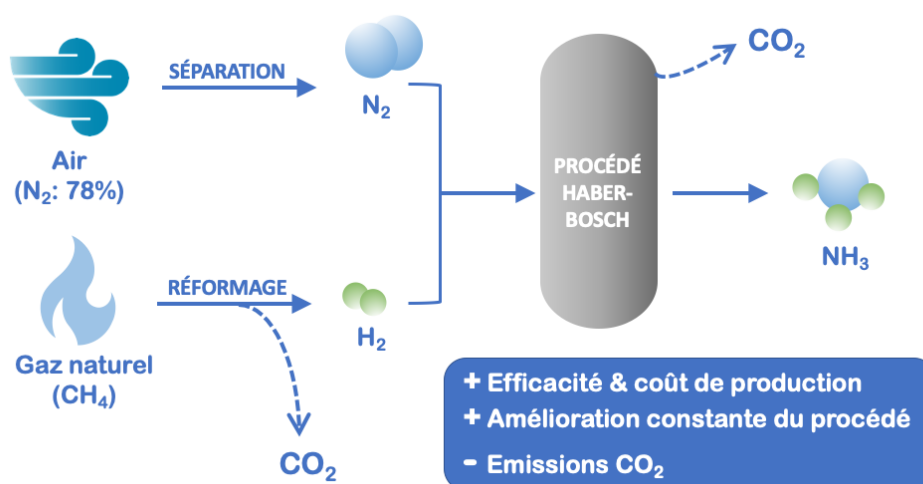


Figure III.10. Schématisation du procédé Haber-Bosch

Selon l'Institute for Industrial Productivity's Industrial Efficiency Technology Database

Entre **75 et 90%** de la production annuelle en ammoniac sont destinés au **secteur des fertilisants** (il est estimé que plus de 50% de la production alimentaire repose sur des engrais dérivés de l'ammoniac) Les **10-25%** restants se répartissent notamment entre les secteurs pharmaceutique, textile, de la chimie fine et de la plasturgie.

Si le procédé Haber-Bosch représente l'un des procédés les plus efficaces et performants de l'industrie chimique, il est cependant à mentionner qu'il consomme (en raison des hautes pressions et températures requises pour la réaction) à lui seul **près de 1% de la production énergétique mondiale** ! Ce procédé représenterait ainsi plus de **17% de l'énergie consommée par le secteur chimique et pétrochimique**. En 2004, il a été établi que la production de NH_3 a usé plus de 5,6 EJ de combustibles fossiles dont 2,9 EJ concerne le gaz naturel utile à la production de H_2 et 2,7 EJ pour le procédé de synthèse en lui-même. Qui plus est, l'empreinte carbone globale du procédé est défavorable, avec des **émissions concomitantes de CO_2** (la génération de H_2 par reformage cause plus de 50% des émissions carbone sur l'ensemble de la chaîne de production de l'ammoniac). On estime ainsi que pour chaque molécule de NH_3 produite, une molécule de CO_2 est émise sur l'ensemble de la chaîne de production.

III.4.1 Vers une production industrielle d'ammoniac à moindre empreinte carbone

Conscients des projections sans cesse à la hausse de la demande en ammoniac, et des problématiques environnementales associées à sa production industrielle, les chercheurs (académiques et industriels) privilégient des améliorations constantes du procédés et des voies plus innovantes de production.

L'utilisation de ressources renouvelables comme intrants dans les schémas de production pourrait offrir une solution à court ou moyen terme, par exemple en exploitant l'**électrolyse de l'eau** comme procédé de production de H_2 . L'exploitation d'**énergie solaire** (panneaux photovoltaïques) permettrait à elle seule de diminuer de plus de 50% les émissions de CO_2 associées à la production de NH_3 par le procédé Haber-Bosch (**Figure III.11**). Une unité pilote de ce type est actuellement en phase d'évaluation par Yara (société internationale produisant et distribuant des dérivés azotés dont des engrais), en Australie.

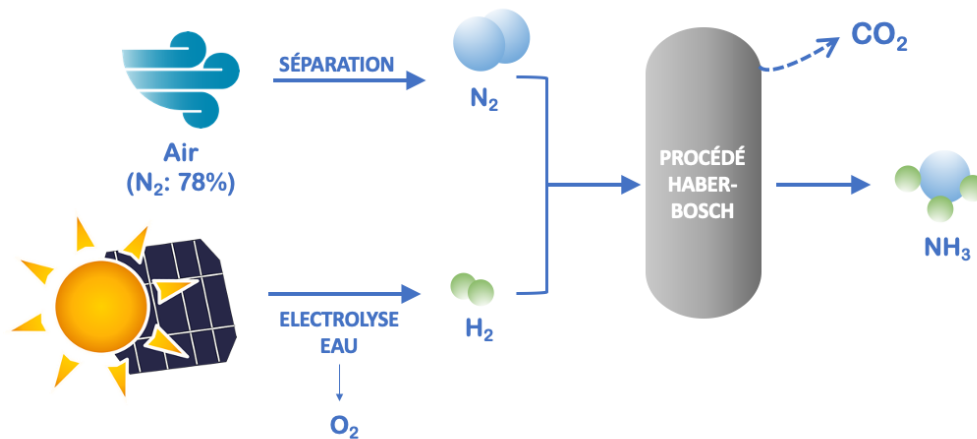


Figure III.11. Amélioration du procédé de production de l'ammoniac par utilisation de sources d'énergies renouvelables.

D'autres voies de rupture sont aussi à l'étude, envisageant une approche de production par **électrolyse** et combinaison à **basse pression et basse température** de H₂ et N₂, le tout alimenté par l'énergie solaire et l'énergie éolienne (**Figure III.12**)

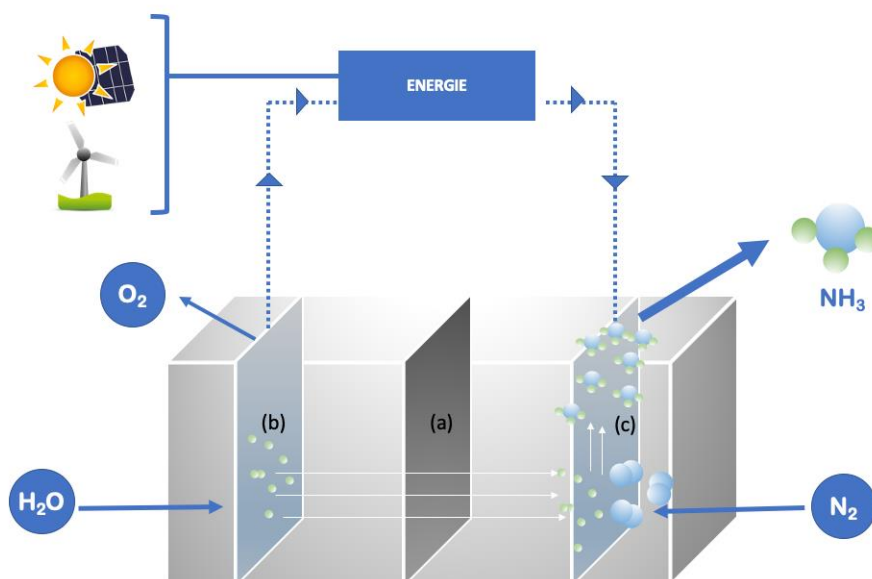


Figure III.12. alternative d'ammoniac à basses T° et pression

Figure III.12. alternative d'ammoniac à basses T° et pression au sein d'une unité d'électrolyse alimentée par des énergies renouvelables. (a) = membrane de séparation ; (b) = anode ; (c) = cathode. Les flèches en pointillés indiquent le chemin des électrons au sein du dispositif.

Il est cependant à noter que les usines manufacturant de l'ammoniac tirent parti des émissions concomitantes de dioxyde de carbone qu'ils exploitent en effet **pour produire de l'urée** ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$), une molécule dont la production annuelle s'élève à plus de 120 millions de tonnes. C'est ce qu'on appelle de l'intégration, c'est-à-dire combiner ou tirer profit de productions chimiques sur un même site. L'urée est synthétisée par réaction entre l'ammoniac et le CO_2 à haute pression (**Figure III.13**). L'urée est principalement destinée à l'agriculture tant comme engrais que comme additif pour l'alimentation animale.

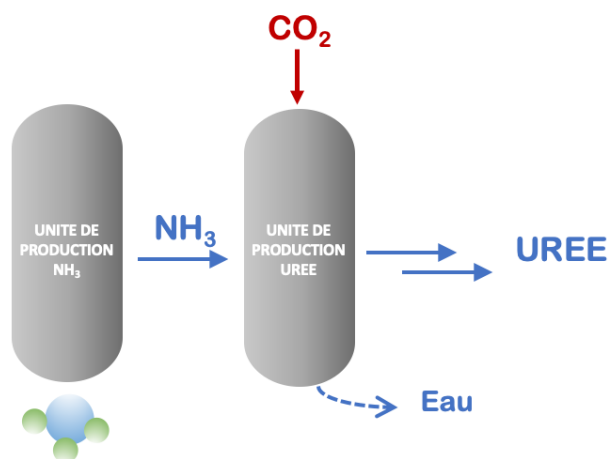


Figure III.13. Illustration sommaire de la production intégrée d'urée

III.4.2. L'ammoniac liquide : des propriétés de stockage et d'usage compétitives ?

Avec une production industrielle efficace, en constante amélioration, et avec une réflexion de plus en plus ancrée sur **l'usage de ressources renouvelables** pour diminuer l'empreinte carbone du procédé, l'ammoniac est une molécule qui se profile de plus en plus comme un enjeu stratégique dans le secteur de l'énergie soit directement **liquéfié pour des applications comme carburant** dans des moteurs à combustion interne, soit comme **vecteur permettant le stockage d'hydrogène**.

L'ammoniac liquide peut donc ainsi être utilisé comme carburant pour le transport mais aussi comme combustible pour le chauffage (domestique ou industriel). L'ammoniac peut être fractionné par générer de **l'hydrogène** applicable dans des **piles à combustible** et autres applications ciblées en lien avec le transport ou la **production de chaleur et d'électricité**.

La combustion de l'ammoniac génère uniquement de l'eau et de l'azote (N_2) (et de la chaleur).



L'ammoniac ne produit donc **aucune émission carbonée** (CO₂) comme c'est d'ordinaire le cas avec d'autres carburants fossiles liquides (hydrocarbures). L'émission d'oxydes d'azote (NO_x) est reportée dans certaines conditions d'usage, mais ces informations restent lacunaires et se doivent d'être mieux documentées et anticipées.

L'ammoniac liquide possède une densité énergétique volumique de 11,5 MJ/L, ce qui est environ 3 fois moins que le diesel, ou deux fois moins que l'éthanol (un biocarburant additionné à l'essence) (**Figure III.14**). L'ammoniac liquide est ainsi **plus compact** que certains autres carburants « traditionnels » comme l'essence ou le kérosène ou certains « biocarburants » comme l'éthanol ou le butanol. Il est également **facilement stockable sous forme liquide** (bien plus que l'hydrogène). Sa température d'ébullition (T_e) et sa pression de condensation (P_c) sont **proches de celles du propane** (employé comme **LPG** – *Liquefied Petroleum Gas* – dans le transport) (T_e NH₃ = -33,4°C à 1 atm contre -42,1°C pour le propane ; P_c NH₃ à 25°C = 9,9 atm contre 9,4 pour le propane). Cette analogie permettrait donc de pouvoir utiliser, pour l'ammoniac liquide, les infrastructures de transport et de stockage déjà en place pour le LPG (navires de transport, réservoirs de stockage, pipelines, structures de distribution).

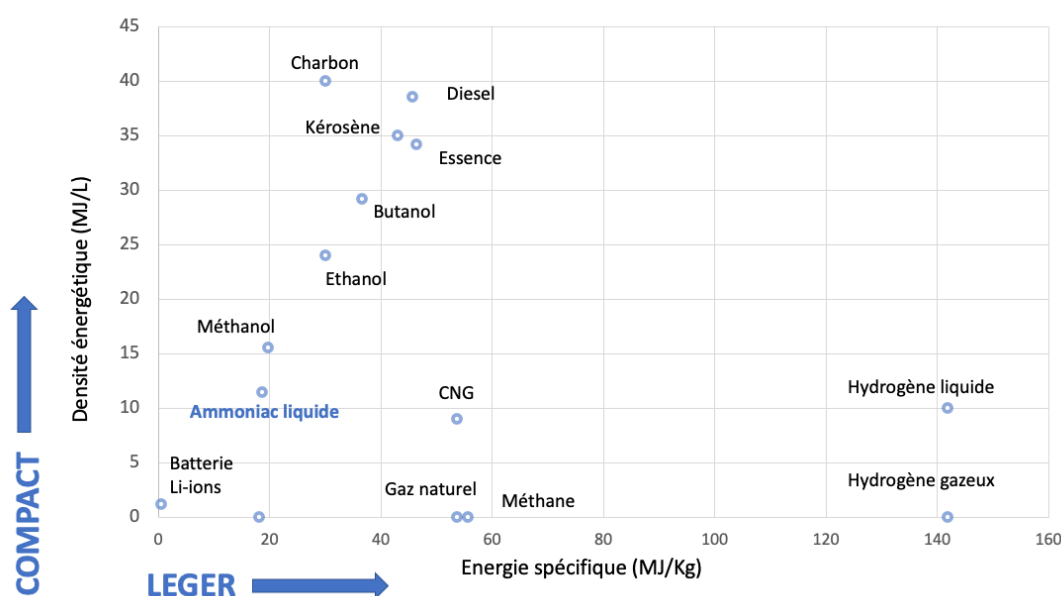


Figure III.14. Densité énergétique de quelques produits (solides, liquides ou gazeux).

L'ammoniac présente cependant **une toxicité avérée**, plus importante que d'autres combustibles classiques. Il est cependant **moins inflammable**, et présente donc moins de danger d'explosion que le gaz naturel comprimé (CNG), le méthanol, l'essence, l'hydrogène ou le LPG (**Figure III.15**).

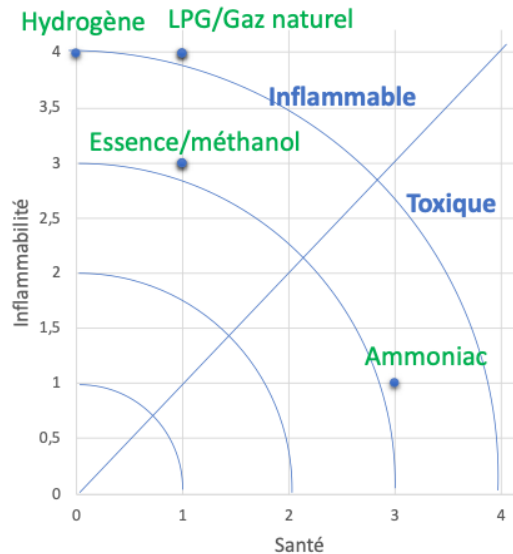
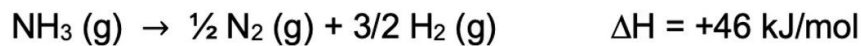


Figure III.15. Relation toxicité vs. Inflammabilité de divers carburants. 0 = risque nul, 4 = risque sévère.

III.4.3. Un vecteur énergétique pour le stockage d'hydrogène

L'ammoniac permet aussi de **stocker l'hydrogène**. Le pourcentage massique en hydrogène dans l'ammoniac est assez haut (17,6%) comparativement à d'autres solutions de stockage telles que le méthanol (12,5%). Cependant, pour produire de l'hydrogène (H_2) à partir d'ammoniac, par des opérations de craquage, un apport énergétique externe important est requis, de même que des réacteurs (ou réservoirs embarqués sur les véhicules) de très grande capacité. Le sous-produit de la décomposition de NH_3 en hydrogène est de l'azote (N_2) pouvant être émis dans l'atmosphère sans le moindre risque environnemental.



La réaction de décomposition de l'ammoniac est endothermique, ce qui signifie que des apports thermiques importants ($> 600^\circ C$) sont requis, en présence d'un catalyseur (souvent à base de nickel). Ces T° sont bien supérieures aux T° de fonctionnement des piles à combustible à membrane d'échange de protons. Le % en NH_3 non converti à 1 bar passe ainsi de 0,88% à

400°C, à 0,10% à 600°C et devient négligeable aux alentours de 900°C (0,015%). Les membranes actuelles des piles à combustible étant sensibles aux traces résiduelles d'ammoniac, il est donc logique de privilégier des T° de décomposition les plus hautes possibles. Le choix des matériaux pour la fabrication des réservoirs embarqués sur véhicule est donc capital, permettant de résister aux hautes variations de T° appliquées (de la T° ambiante quand le véhicule n'est pas utilisé aux T° requises pour la production d'hydrogène). Par ailleurs, le matériau doit pouvoir supporter des variations de pression, de même qu'être résistant à la corrosion.

L'usage d'ammoniac comme vecteur d'hydrogène dans des réservoirs embarqués est ainsi soumis à certaines contraintes (techniques et sécuritaires) de même qu'à des verrous technologiques qui se doivent encore d'être levés par les chercheurs. Il est ainsi important d'accroître **les aspects de sécurité liés à l'usage d'ammoniac** (rappelons que l'ammoniac est toxique). Par ailleurs, le **design de nouveaux catalyseurs** permettant d'améliorer la conversion de l'ammoniac en hydrogène à plus basse température se doit d'être étudié.

III.5. Bientôt de l'hydrogène vert produit chez Sorfert

Le PDG de la société, Madjid Tabji, explique dans une entrevue exclusive avec la plateforme Attaqa que ces mesures s'inscrivent dans l'ambition de l'entreprise de contribuer à l'apport de devises étrangères au pays en exportant de l'ammoniac, de l'urée et de l'hydrogène vers les marchés européens, de plus en plus demandeurs en ces matières, en plus de répondre aux besoins internes de l'Algérie.

Sorfert étudie les possibilités de **production d'hydrogène vert et d'ammoniac vert**, considérés comme l'avenir de l'énergie dans le monde entier.



Figure III.16. Solfert Production d'hydrogène vert et d'ammoniac vert,

Références bibliographiques

Bureau international du Travail (BIT), 1982: Sécurité et hygiène dans la construction des installations fixes en mer dans l'industrie du pétrole , Recueil de directives pratiques (Genève).

Duck, B.W., 1973: «Pétrole (extraction et transport par mer)», dans Encyclopédie de médecine, d'hygiène et de sécurité du travail , 2^e édition (Genève, BIT).

Energy Information Administration, 1996: International Petroleum Statistics Report: January 1996 (Washington, DC, US Department of Energy).

Ghosh, P.K., 1983: «Offshore oil operations», dans Encyclopaedia of Occupational Health and Safety, 3^e édition (Genève, BIT).

Montillier, J., 1973: «Forage (pétrole, eau)», dans Encyclopédie de médecine, d'hygiène et de sécurité du travail, op. cit.

National Fire Protection Association (NFPA), 1976: Fire Protection Handbook, 14^e édition (Quincy, Massachusetts).1991: ibid. , 17^e édition.

Susbielles, G., 1988: «La sécurité dans l'industrie pétrolière (prévention des dangers)» (Rueil-Malmaison, Institut français du pétrole (IFP)).

Suzanne, J.C. et Pradinaud, A., 1993: Sécurité des installations pétrolières du port Edouard Herriot à Lyon (Rhône), rapport (Paris, ministère de l'Environnement, ministère de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace).

Site de l'American Petroleum Institute (API)

Ben Atilla Y et Abdelghafor MM 2018. Etude et Simulation d'un Dispositif d'Inspection Par MFL des Installations de Stockage et de Transport des Hydrocarbures. Master Académique. Science et Technologie. UNIV. KASDI MERBAH OUARGLA. Faculté des Sciences Appliquée. 73p

Berger JP 2015. Fiche pédagogique. Formation du pétrole. www.connaissancedesenergies.org

© Bourque PA (Uni. Laval Québec). In ANNEXE 4 LES THÉORIES SUR L'ORIGINE DU PÉTROLE.

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris. Craquage - Définition et Explications <https://www.techno-science.net/>

La pétrochimie : une industrie incontournable <https://www.planete-energies.com/>

Ludwing E E 1995. Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants
Vol 1 3rd Edition Houston

McKinlay, C. J., Turnock, S. R., Hudson, D.A. A comparison of hydrogen and ammonia for future long distance shipping fuels. LNG/LPG and Alternative Fuels, 29-30 janvier 2020, Londres

Références complémentaires

American Petroleum Institute (API), 1980: *Facts about Oil*, Manual 4200-10/80-25m (Washington, DC).

Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Comité des techniciens, 1969: *Recommandations de sécurité. Production, stockage, exploitation du pétrole et du gaz naturel* (Paris, Editions Technip).

Nabieva, G.V., 1976: «Occupational pathology in workers engaged in oil well drilling» (en russe), *Gigiena truda i professional'nye zabolevaniia* , vol. 8, août, pp. 22-24.

National Safety Council, 1995: *Petroleum Section Safety and Health Fact Sheet* (Itasca, Illinois).

Organisation internationale de normalisation (ISO), 2000: *Industries du pétrole et du gaz naturel—Installations des plates-formes en mer — Lignes directives relatives aux outils et techniques pour l'identification et l'évaluation des risques*, ISO 17776 (Genève)

Panov, G.E., Artamonov, V.S. et Sorokin, N.A., 1977: «Ergonomic assessment of work posture on drilling derricks» (en russe), *Bezopasnost' truda v promyshlennosti* , n° 3, mars, p. 49.

Salpukas, A., 1995: «New ideas for U.S. oil», *New York Times* , 16 novembre.

Pétrochimie : Contexte et enjeux <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/>

Pétrochimie : définition et explications <https://www.aquaportail.com/definition-14641-petrochimie.htm>

Raffinage et Pétrochimie <https://www.univdocs.com/2020/07/raffinage-et-petrochimie.html>

Daudin R 2023 « PÉTROLE - Le raffinage », Encyclopædia Universalis. <https://www.universalis.fr/encyclopedie/petrole-le-raffinage/2-les-procedes-de-conversion/>

Rojey A, Durand B, Jaffret C, Jullian S, Valais M 1994. Le gaz naturel : production, traitement, transport. Editions Technip-Paris

Richard S. Kraus 2020. LE RAFFINAGE DU PÉTROLE Généralités. Chapitre 78 <https://www.ilocis.org/>

Technologie de vapocraquage <https://cordis.europa.eu>

Vapocraquage des hydrocarbures <https://www.techniques-ingenieur.fr/>

Wang Z, Li Y, Liu H, Zeng F, Guo P, Jiang W 2017. Study on the Adsorption, Diffusion and Permeation Selectivity of Shale Gas in Organics. Energies.

Lemay, Pierre. Berthollet découvre la composition de l'ammoniac. Dans : Revue d'histoire de la pharmacie, 48^{ème} année, n°165, 1960, pp. 346-348.

Brown, M. E.; Calvin, W. M. Evidence for Crystalline Water and Ammonia Ices on Pluto's Satellite Charon. Science (80). 2000, 287 (5450), 107–109.

<https://doi.org/10.1126/science.287.5450.107>. <https://science.sciencemag.org/content/287/5450/107.abstract>

Becker, H.N., Alexander, J.W., Atreya, S.K. et al. Small lightning flashes from shallow electrical storms on Jupiter. Nature 584, 55–58 (2020). <https://doi.org/10.1038/s41586-020-2532-1>

<https://www.nature.com/articles/s41586-020-2532-1#citeas>

<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2002GB001862>

<https://www.societechimiquedefrance.fr/Ammoniac.html>

<http://www.iipinetwork.org/wp-content/Ietd/content/ammonia.html#key-data>

[https://cen.acs.org/environment/green-chemistry/Industrial-ammonia-production-emits-CO₂/97/i24](https://cen.acs.org/environment/green-chemistry/Industrial-ammonia-production-emits-CO2/97/i24)

Giddey, S., Badwal, S. P. S., Kulkarni, A. Review of electrochemical ammonia production technologies and materials. Int. J. Hydrogen Energy 38 (2013), 14576-14594.

Valera-Medina, A., Xiao, H., Owen-Jones, M., David, W.I.F., Bowen, P. J. Ammonia for power. Prog. Energy and Combustion Sci. 69 (2018) 63-102.

<https://www.rivieramm.com/news-content-hub/using-ammonia-as-a-fuel-for-tankers-55211>

<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2014.00035/full>

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_h2_storage_white_paper_2006.pdf

<https://www.indexmundi.com/fr/matieres-premieres/?marchandise=gaz-naturel&mois=60>

https://greenammonia.org/index_eng.html

