

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université de Rélizane
Faculté des Sciences et Technologie
Département de génie des procédés



Polycopié :
Raffinage et pétrochimie
Master 2^{ème} année
Option : Génie chimique



Présentée par :
Dr Baba Ahmed Abderrazzak
-Dr Boudahri Fethi

Année universitaire : 2021-2022

Sommaire

| | |
|--|----|
| Introduction..... | 7 |
| Chapitre I : Les rappels et actualités | |
| I.2-Origin de pétrole..... | 9 |
| I.3-Formation des gisements du pétrole..... | 10 |
| I.3.1-Accumulation de matière organique..... | 11 |
| I.3.2-Maturation de la matière organique..... | 11 |
| I.3.3-Piégeage des hydrocarbures..... | 12 |
| I.3.4-Théorie du pétrole abiotique..... | 13 |
| I.4-Types et qualité du pétrole..... | 13 |
| I.5-Classifications des pétroles..... | 15 |
| I.5.1-Classification industrielle..... | 15 |
| I.5.2-Classification chimique..... | 16 |
| I.5.3- Classification chimique..... | 16 |
| I.5.4-Classification technologique..... | 17 |
| I.5.5-Unités de mesure..... | 18 |
| I.6-Gisements et exploitation des pétroles..... | 19 |
| I.6.1-Recherche des gisements..... | 19 |
| I.6.2-Les caractéristiques des gisements..... | 19 |
| I.6.3-La prospection du pétrole..... | 19 |
| I.6.4-Méthodes de prospection (d'exploitation du pétrole)..... | 20 |
| I.6.5-Méthodes de forages terrestres..... | 22 |
| I.7- Les forages d'exploration..... | 22 |
| I.7.1-Système Rotary..... | 23 |
| I.7.2-Turboforage..... | 23 |
| I.7.3-Colonne montante de forage..... | 23 |

| | |
|--|-----------|
| I.7.4-Raccordement des tiges de forage..... | 24 |
| I.7.5-Outils de forage..... | 24 |
| I.7.6-Mât et derrick..... | 25 |
| 1.7.7-Systèmes auxiliaires..... | 28 |
| I.7.8-Tubages, crépines, sabots..... | 28 |
| I.7.9-Ciments..... | 29 |
| I.7.10- Production ou extraction..... | 30 |
| I.8-a-Considérations juridiques..... | 33 |
| b-Considérations environnementales..... | 34 |
| c-Sécurité du personnel, accidents fréquents..... | 34 |
| d-Problèmes et accidents techniques..... | 36 |
| I.9-Forage horizontal et forage dirigé..... | 37 |
| I.9.1-Forage en mer..... | 38 |
| I.9.2-Forages profonds..... | 39 |
| 1.9.3-Exploitation des forages d'eau..... | 40 |
| I.9.4-Fuites durant l'exploitation et devenir des forages après leur exploitation.... | 40 |
| I.9.5-Mise en production d'un puits de pétrole..... | 41 |
| I.9.6-Impacts du pétrole..... | 42 |

Chapitre II : Procédés de Raffinage

| | |
|---|-----------|
| II.1-Principe de raffinage..... | 47 |
| II.2-Structure d'une raffinerie..... | 47 |
| II.2.1-Raffinerie simple..... | 47 |
| II.2.2-Raffinerie complexe..... | 48 |
| II.2.3-Unités de raffinage..... | 49 |
| II.3- Schéma d'une raffinerie classique..... | 52 |

| | |
|--|-----------|
| II.4-Evolution du raffinage : contraintes environnementales et économiques..... | 52 |
| II.4.1-Enjeux environnementaux..... | 52 |
| II.4.2-Enjeux financiers et macroéconomiques..... | 53 |
| II.5-Prétraitement du pétrole brut..... | 54 |
| II.6-Procédés de séparation..... | 57 |
| II.6.1- introduction..... | 57 |
| II.6.2-Types de distillation au laboratoire..... | 58 |
| II.6.3-Distillation A.S.T.M..... | 58 |
| II.6.4-Distillation T.B.P..... | 59 |
| II.6.5-Distillation par la méthode de flash..... | 59 |
| II.6.6-Distillation industrielle..... | 60 |
| II.6.7-La distillation atmosphérique..... | 61 |
| II.6.8-La distillation sous vide..... | 62 |
| II.7-Les procédés de conversion ou de transformations..... | 63 |
| II.7.1-Craquage..... | 63 |
| II.7.2-Procédé de craquage thermique..... | 64 |
| II.7.3-Procédé de craquage catalytique..... | 66 |
| II.7.4-L'hydrocraquage..... | 67 |
| II.7.5-Les procédés de combinaison..... | 67 |
| II.7.6-Les procédés de reformage catalytique..... | 68 |
| II.7.7-L'isomérisation..... | 68 |
| II.8-Les procédés d'amélioration..... | 69 |
| II.9-Exercices résolus..... | 70 |

Chapitre III : Procédés de pétrochimie

| | |
|--|-----------|
| III.1-Les différents schémas de fabrication en pétrochimie..... | 76 |
|--|-----------|

| | |
|---|------------|
| III.1.1-Schéma du procédé de distillation atmosphérique..... | 76 |
| III.1.2-Schéma du procédé de distillation sous-vide..... | 78 |
| III.1.3-Les schémas des procédés de craquage..... | 79 |
| III.2-Les différents complexes pétrochimiques..... | 82 |
| III.2.1-Activités pétrochimiques de Sonatrach..... | 82 |
| III.2.2-Institut Français du pétrole..... | 83 |
| III.3-Les produits de la pétrochimie..... | 84 |
| III.3.1-Vapocraquage..... | 85 |
| III.3.2-Le reformage..... | 85 |
| III.4- Exercices résolus..... | 87 |
| III.5- Exercices non résolus..... | 93 |
| Références..... | 101 |

Introduction

Ce polycopié de raffinage et pétrochimie est une matière de l'unité fondamentale 1 de l'option génie chimique. Il s'adresse aux étudiants de deuxième année master (premier semestre). Le contenu de ce polycopié regroupe le programme enseigné dans le département du génie des procédés de l'université Ahmed Zabana de Rélizane. Il est rédigé sous forme de cours détaillés, avec des applications résolues et des exercices supplémentaires non résolus. Il est présenté avec un style très simple qui permet aux étudiants une compréhension très rapide.

Il s'apparente à un manuel d'initiation ayant pour vocation la présentation de la maîtrise des procédés physiques, thermiques et catalytiques de transformations et de conversion des coupes pétrolières en produits soit finis, soit en tant que source pour la pétrochimie.

Par ailleurs, Le contenu de ce polycopié est structuré en trois chapitres.

Le premier chapitre traite les rappels comme les définitions, Origine de pétrole, formation des gisements du pétrole et autres.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude évolution du raffinage comme les contraintes environnementales et économiques ainsi aux procédés de séparations, d'amélioration et de transformations.

Dans le troisième chapitre, nous avons mis en avant une étude détaillée à l'étude des procédés de pétrochimie comme les différents schémas de fabrication en pétrochimie, les différents complexes pétrochimiques et les produits de la pétrochimie.

Chapitre I : Les rappels et actualités

I.1-Définition

Le terme pétrole vient du latin **Pétra-Oléum** qui signifie littérairement «**huile de pierre**».

C'est une huile inflammable variant de la couleur jaune à la couleur noire. Elle est constituée d'une grande variété d'hydrocarbures trouvés dans les strates sédimentaires de la terre.

•Le pétrole désigne un liquide composé principalement :

➤De molécules d'hydrocarbures (formées uniquement de carbone et d'hydrogène).

➤Ce pétrole contient également, en proportions assez variables (15% en moyenne), des molécules lourdes plus complexes (incluant de l'oxygène, de l'azote et du soufre) appelées résines ou asphaltènes [1].

Ce pétrole s'est formé au sein des bassins sédimentaires par transformation de la matière organique. Une des conditions essentielles à la formation de pétrole réside dans l'accumulation d'une importante quantité de matière organique qui doit être enfouie rapidement, afin de limiter les dégradations bactériennes en présence d'oxygène [1].

Certains de ses composants peuvent être :

➤Gazeux,

➤Liquides,

➤et parfois solides

Et ceci selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

I.2-Origin de pétrole

De nombreux savants se penchés sur l'origine du pétrole. Deux théories sont nées : celle de l'origine minérale et celle de l'origine organique, c'est cette dernière théorie qui est considérée aujourd'hui comme la plus vraisemblable. Le pétrole et le gaz seraient formés à partir de matières organiques animales ou végétales, La transformation de matière organique

en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène [2].

La matière organique se serait ainsi accumulée au fond des mers, des océans, des lacs et des deltas, mélangée à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation et formant le «sapropel». La pression développée au fur et à mesure par l'accumulation des sédiments au cours des temps géologiques, la température, l'action des bactéries en milieu réducteur c'est-à-dire en absence d'oxygène, auraient petit à petit transformé ce «sapropel» en pétrole [2].

I.3-Formation des gisements du pétrole

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région⁹, et particulièrement de la succession de trois conditions :

- L'accumulation de matière organique, provenant de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.
- Sa maturation en hydrocarbures.
- Son emprisonnement.

De grandes quantités de pétrole se sont ainsi formées il y a 20 à 350 millions d'années. Ensuite, comme un gisement de pétrole est entraîné dans la tectonique des plaques, l'histoire peut se poursuivre. Il peut être enfoui plus profondément et se pyrolyser à nouveau, donnant un gisement de gaz naturel - on parle alors de « gaz thermogénique secondaire », par opposition au « gaz thermogénique primaire » formé directement par pyrolyse du kérogène. Le gisement peut également fuir, et le pétrole migrer à nouveau, vers la surface ou un autre piège [3].

Il faut ainsi un concours de circonstances favorables pour que naisse un gisement de pétrole (ou de gaz), ce qui explique d'une part que seule une infime partie de la matière organique

formée au cours des ères géologiques ait été transformée en énergie fossile et, d'autre part, que ces précieuses ressources soient réparties de manière très disparate dans le monde [3].

I.3.1-Accumulation de matière organique

En règle générale, la biosphère recycle la quasi-totalité des sous-produits et débris. Cependant, une petite minorité de la matière « morte » sédimente, c'est-à-dire qu'elle s'accumule par gravité et est enfouie au sein de la matière minérale, et dès lors coupée de la biosphère. Ce phénomène concerne des environnements particuliers, tels que les endroits confinés (milieux paraliques : lagunes, deltas...), surtout en milieu tropical et lors de périodes de réchauffement climatique intense (comme le silurien, le jurassique et le crétacé), où le volume de débris organiques excède la capacité de « recyclage » de l'écosystème local. C'est durant ces périodes que ces sédiments riches en matières organiques (surtout des lipides) s'accumulent [4]. .

I.3.2-Maturation de la matière organique

Au fur et à mesure que des couches de sédiments se déposent au-dessus de cette strate riche en matières organiques, la « roche-mère » ou « roche-source », croît en température et en pression. Dans ces conditions, avec certaines bactéries anaérobies, la matière organique se transforme en kérogène, un « extrait sec » disséminé dans la roche sous forme de petits grumeaux. Si la température devient suffisante (le seuil est à au moins 50 °C, généralement plus selon la nature de la roche et du kérogène), et si le milieu est réducteur, le kérogène sera pyrolysé, extrêmement lentement [5].

Le kérogène produit du pétrole et/ou du « gaz naturel », qui sont des matières plus riches en hydrogène, selon sa composition et les conditions d'enfouissement. Si la pression devient suffisante, ces fluides s'échappent, ce qu'on appelle la *migration primaire*. En général, la roche source a plusieurs dizaines, voire centaines de millions d'années quand cette migration se produit. Le kérogène lui-même reste en place, appauvri en hydrogène [5].

I.3.3-Piégeage des hydrocarbures

Quant aux hydrocarbures expulsés, plus légers que l'eau, ils s'échappent en règle générale jusqu'à la surface de la terre où ils sont oxydés, ou bio dégradés (ce dernier cas donne des sables bitumineux), mais une minime quantité est piégée : elle se retrouve dans une roche réservoir, zone perméable (généralement du sable, des carbonates ou des dolomites) d'où il ne peut s'échapper à cause d'une roche couverture couche imperméable (composée d'argile, de schiste et d'évaporites), la « roche piège » formant une structure-piège [6].

Il existe plusieurs types de pièges. Les plus grands gisements sont en général logés dans des pièges anticlinaux. On trouve aussi des pièges sur faille ou mixtes *anticlinal-faille*, des pièges formés par la traversée des couches par un dôme salin, ou encore créés par un récif corallien fossilisé [6].

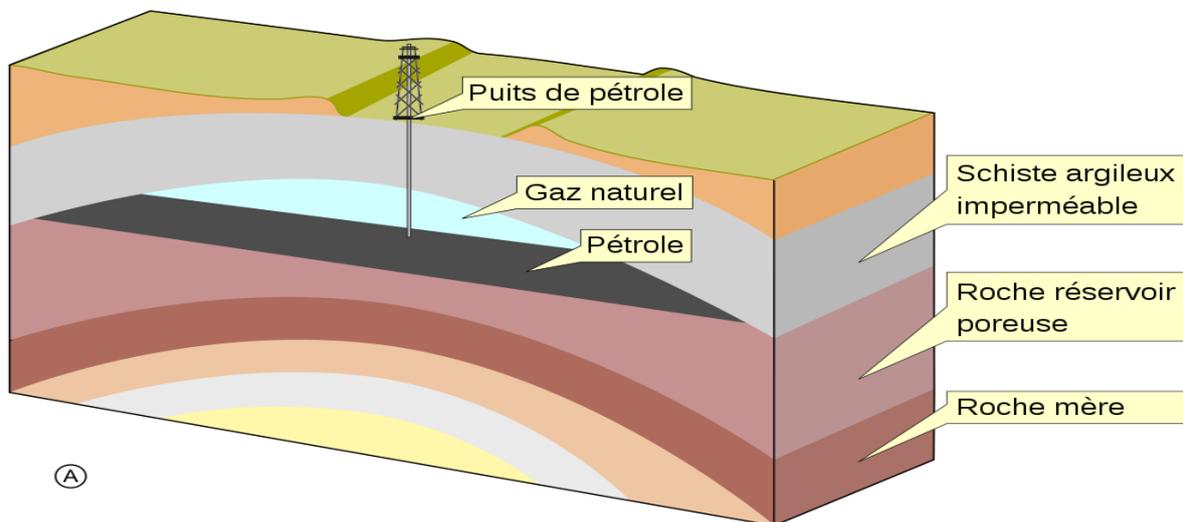


Fig.I.1 : Schéma d'un piège à pétrole anticlinal

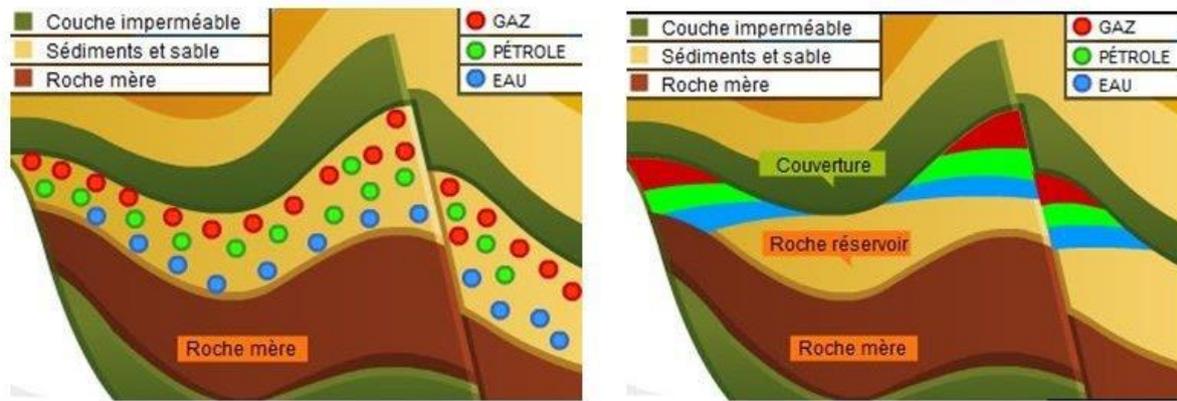


Fig.I.2 : Formation de gisement de pétrole ou de gaz naturel Il existe plusieurs types de pièges. Les plus grands gisements sont en général logés dans des pièges anticlinaux. On trouve aussi des pièges sur faille ou mixtes *anticlinal-faille*, des pièges formés par la traversée des couches par un dôme salin, ou encore créés par un récif corallien fossilisé [6].

I.3.4-Théorie du pétrole abiotique

La théorie du pétrole abiotique (aussi connue sous la dénomination anglaise de *modern Russian-Ukrainian theory*) fut essentiellement soutenue par les Soviétiques dans les années 1950 et 1960. Son principal promoteur, Nikolai Kudryavtsev, postulait la formation de pétrole dans le manteau terrestre à partir d'oxyde de fer II (FeO), de carbonate de calcium (CaCO_3) et d'eau. Il indiquait également que cette réaction devait théoriquement se produire si la pression est supérieure à 30 kbar (correspondant aux conditions qui règnent naturellement à une profondeur supérieure à 100 km dans le manteau terrestre) [7].

Rendue obsolète au fur et à mesure que la compréhension des phénomènes géologiques et thermodynamiques en jeu progressaient¹¹, la théorie du pétrole abiotique reste marginale au sein de la communauté scientifique. En pratique, elle n'a jamais pu être utilisée avec succès pour découvrir de nouveaux gisements [7].

I.4-Types et qualité du pétrole

Chaque gisement pétrolier recèle une qualité particulière de pétrole, déterminée par la proportion relative en molécules lourdes et légères, mais aussi par la quantité d'impuretés.

L'industrie pétrolière caractérise la qualité d'un pétrole à l'aide de sa densité API, correspondant à sa « légèreté » : un brut de moins de 10 °API est plus dense que l'eau et correspond à un bitume, tandis qu'une huile de plus de 31,1 °API correspond à un brut léger. Les pétroles compris entre 10 et 45 °API étaient dits *conventionnels*, tandis qu'en dehors de cet intervalle les pétroles étaient dits *non conventionnels* ; cette définition est néanmoins évolutive car les technologies actuelles permettent de traiter par des procédés standards des pétroles jusqu'alors considérés comme exotiques : les condensats, situés au-delà des 45 °API, en sont une bonne illustration [8] .

Les diverses catégories de pétrole non conventionnel constituent aujourd'hui un axe majeur du développement de l'industrie pétrolière. Une de ces catégories est le pétrole brut de synthèse issu du schiste bitumineux et des sables bitumineux. BP estime les réserves de sables bitumineux fin 2020 à 423 Mds bl (261,8 Mds bl au Venezuela et 161,4 Mds bl au Canada). L'intégration du pétrole de schiste a plus que doublé les réserves des États-Unis, de 30,4 Mds bl en 2010 à 68,8 Mds bl en 2020. Les réserves de sables bitumineux de l'Athabasca, dans la province de l'Alberta au Canada, dépassent de loin les réserves de brut conventionnel canadien, estimées à 6,7 Mds bl ; mais sur les 161,4 Mds bl de réserves de sables bitumineux canadiens, seulement 18,9 Mds bl sont en exploitation [8] .

Si les quantités sont impressionnantes, la rentabilité économique de l'exploitation de ces gisements est sensiblement inférieure à celle des gisements de brut conventionnel du Moyen-Orient, avec des coûts d'exploitation de 10 à 14 CAD par baril contre quelques USD par baril en Arabie saoudite. Mais les coûts complets de production, y compris investissements, sont beaucoup plus élevés, entre 40 et 80 Dollars canadiens par baril⁷. Les chiffres sont assez variables à ce sujet, tout en restant nettement plus élevés que ceux des productions traditionnelles. En 2011, le cours du baril à proximité de 100 USD rendait toutes ces opérations très rentables, ce qui n'est plus le cas en 2015 avec l'effondrement des cours du

pétrole à 50 USD par baril, et encore moins début 2020 avec la chute de 45 % à environ \$25 Dollars le baril [8].

Par ailleurs, l'exploitation (production et raffinage primaire) des sables bitumineux est fortement polluante (air, eau, terre) et est de ce fait fortement contestée tant au niveau de la production que des échanges. D'autres variétés de pétrole non conventionnelles sont également envisagées, telles que le charbon liquéfié, l'essence synthétique et les pétroles issus de la biomasse [8].

I.5-Classifications des pétroles

A la découverte d'un gisement du pétrole, ce dernier subit une série d'analyses, permettant sa classification. La classification du pétrole est d'une extrême importance car elle nous permet de connaître les méthodes appropriées de son traitement, l'assortiment et les qualités des produits à obtenir [9] . On distingue trois types de classification :

I.5.1-Classification industrielle

Selon cette classification, on peut distinguer :

- Un pétrole est léger : si $\rho_{15}^{15} < 0,828$
- Un pétrole est moyen : si $0,828 < \rho_{15}^{15} < 0,884$
- Un pétrole est lourd : si $\rho_{15}^{15} > 0,884$

a- Comme règle générale

Un pétrole brut léger contient une qualité relativement importante de fractions légères (essence, kérosène, gas-oil léger), et de paraffines. Mais il y a peu de soufre et de gommes. L'indice d'octane de l'essence est faible, mais les huiles lubrifiantes obtenues sont de bonne qualité (indice de viscosité élevé) [9].

b- D'habitude

Les pétroles lourds sont les pétroles aromatiques qui contiennent peu d'essence mais leur indice d'octane est élevé, ainsi que leur teneur en gommes. Ce pétrole peut donner un

grand rendement de coke et des bitumes de bonne qualité. Cette classification qui ne tient compte que de la densité ρ_{15}^{15} reste incomplète [9].

I.5.2-Classification chimique

En fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, on peut distinguer les pétroles suivants :

- a- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- b- Un pétrole naphthéniques (Rép d'Azerbaïdjan).
- c- Un pétrole paraffino-naphthénique (Algérie).
- d- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- e- Un pétrole naphthéno-aromatique (Californie).
- f- Un pétrole par-naph-aromatique (mixte).

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature de pétrole car la répartition des légers dans les fractions est différente, aussi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, et donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir [10].

I.5.3- Classification chimique

En fonction de la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, on peut distinguer les pétroles suivants :

- a- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- b- Un pétrole naphthéniques (Rép d'Azerbaïdjan).
- c- Un pétrole paraffino-naphthénique (Algérie).
- d- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- e- Un pétrole naphthéno-aromatique (Californie).
- f- Un pétrole par-naph-aromatique (mixte).

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature de pétrole car la répartition des légers dans les fractions est différente, aussi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, et donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir. Actuellement, la méthode la plus complète, et donc la plus utilisée reste la méthode technologique [11].

I.5.4-Classification technologique

Elle est basée sur :

a- La teneur en soufre dans le pétrole et dans les fractions pétrolières :

a-1) Classe 1 : Pétrole peu sulfureux : $S \leq 0,5\%$

a-2) Classe 2 : Pétrole sulfureux : $0,5 < S \leq 2\%$

a-3) Classe 3 : Pétrole très sulfureux : $S > 2\%$

Tableau I.1 : Classification des pétroles selon la teneur en soufre [12]

| Classes | Teneur en soufre (%) | | | |
|-----------------|----------------------|---------------------|---------------------------|-------------------------------|
| | Dans le pétrole | Essence PI ÷ 200 | Carburacteur 120 ÷ 240 | Carburant diesel 240 ÷ 360 |
| Classe 1 | $\leq 0,5$ | $\leq 0,15$ | $\leq 0,1$ | $\leq 0,2$ |
| Classe 2 | $0,5 \div 0,2$ | 0,15 | $\leq 0,25$ | $\leq 1,0$ |
| Classe 3 | > 2 | $> 0,15$ | $> 0,25$ | $> 1,0$ |

b- La teneur potentielle en produits clairs (PF $\leq 350^\circ\text{C}$)

On distingue trois types de pétrole :

b-1) Type 1 : teneur $\geq 45\%$

b-2) Type 2 : teneur $30 \div 45\%$

b-3) Type 3 : teneur $\leq 30\%$

c- La teneur en huiles de base et leurs qualités :

En fonction de la teneur en huiles de base et d'huile résiduelle, on distingue les groupes, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité), on distingue les sous-groupes.

I.5.5-Unités de mesure

Les unités couramment utilisées pour quantifier le volume de pétrole sont les Mbbl ou Gbbl pour les réserves mondiales, les Mbbl/j pour la production, « bbl » signifiant « blue barrel », les préfixes « M » et « G » signifiant respectivement million et milliard (méga et giga).

Un baril représente exactement 42 gallons (américains), soit 158,987 litres. Cette unité, bien qu'universellement utilisée pour le pétrole, n'est pas une unité légale, même aux États-Unis.

Une tonne métrique de pétrole (1 000 kg) représente 7,3 barils, soit 306,6 gallons, soit 1 161 litres ; son contenu énergétique avoisine les 10 Gcal, soit à peu près 42 GJ, ou 11,6 MWh (thermiques), pour un pétrole de qualité "moyenne" ; cette quantité d'énergie permet de définir la tonne d'équivalent pétrole (tep, ou *toe* en anglais "*tonne of oil equivalent*") [13].

On trouve également des données en tonnes. Afin de permettre les comparaisons entre pétroles de pouvoir calorifique différent et avec les autres sources d'énergie, l'Agence internationale de l'énergie et nombre d'autres organismes (Eurostat, ministères de l'énergie de la plupart des pays) utilisent la tonne d'équivalent pétrole [13].

Pour avoir une idée des ordres de grandeur, il est possible d'examiner la capacité du plus grand réservoir connu de pétrole, Ghawar, qui est d'environ 70 Gbbl extractibles^{N 1} et de la comparer à la production mondiale qui est de 81 Mbbl/j. On en déduit que le plus grand réservoir connu correspond à environ deux ans et demi de la consommation mondiale totale actuelle [13].

I.6-Gisements et exploitation des pétroles

I.6.1-Recherche des gisements

Pour trouver de nouveaux gisements, géologues et géophysiciens cherchent à repérer les structures géologiques susceptibles de receler du pétrole. Les premiers étudient les échantillons de terre, et de roches. Les seconds examinent en profondeur l'écorce terrestre aux emplacements présumés des gisements, être constituent l'image des dépôts et des déformations des couches géologiques, afin d'aider les premiers à localiser les emplacements où a pu être "piégé" le pétrole [14].

I.6.2-Les caractéristiques des gisements

Pour qu'un gisement soit exploitable, il faut qu'il présente les caractéristiques suivantes :

- Une roche poreuse et fissurée, calcaire ou grès par exemple, permettant de rassembler le pétrole ;
- Une roche imperméable, qui arrête la remontée du pétrole et du gaz, moins denses que l'eau, et constitue un piège où le pétrole s'accumule [15].

I.6.3-La prospection du pétrole

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

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

-**L'étude des structures internes** c'est la **prospection géophysique** que pratiquent des équipes parcourant les terrains à prospector (à explorer) et dessinant des cartes structurales [16].

I.6.4-Méthodes de prospection (d'exploitation du pétrole)

a-Prospection géologique

On admet que toutes les roches qui peuvent constituer un gisement pétrolier sont sédimentaires, mais il n'existe pas de méthodes directes de recherche des gisements d'hydrocarbures dans un terrain sédimentaire. Par contre il y a des méthodes indirectes qui permettent de détecter la présence possible 'pièges' sans pouvoir déterminer à l'avance si ces pièges contiennent ou ne contiennent pas de pétrole [17].

b-Prospection géophysique

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

-La méthode gravimétrique : basée sur la mesure des variations du champ de la pesanteur causées par la présence de gisement pétrolier, car dans un sol, la présence de roches contenant des hydrocarbures fait augmenter le champ de la pesanteur.

-La méthode magnétique : mesure les variations de la variation de la composante verticale du champ magnétique terrestre causée par la présence de gisement de pétrole.

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

-La méthode sismique : c'est la méthode la plus utilisée. Une charge de quelques kilogrammes d'explosifs est mise à feu dans un puits creusé à faible profondeur. Les ondes sonores résultant de l'explosion se propagent à travers les terrains sédimentaires entourant le lieu de l'explosion, une étude appropriée des différentes ondes sonores recueillies aux différents endroits peut conclure à la présence ou à l'absence d'un gisement d'hydrocarbures [18].

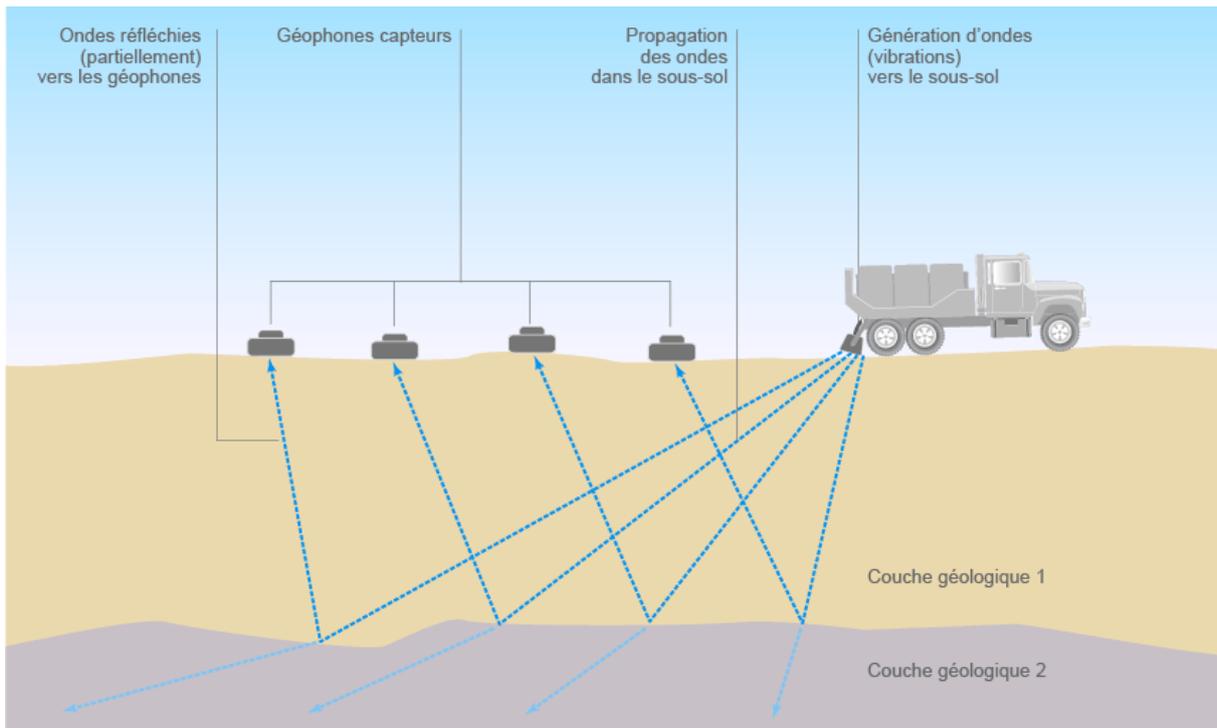


Fig. I.3 : Prospection géophysique sur terre (onshore)

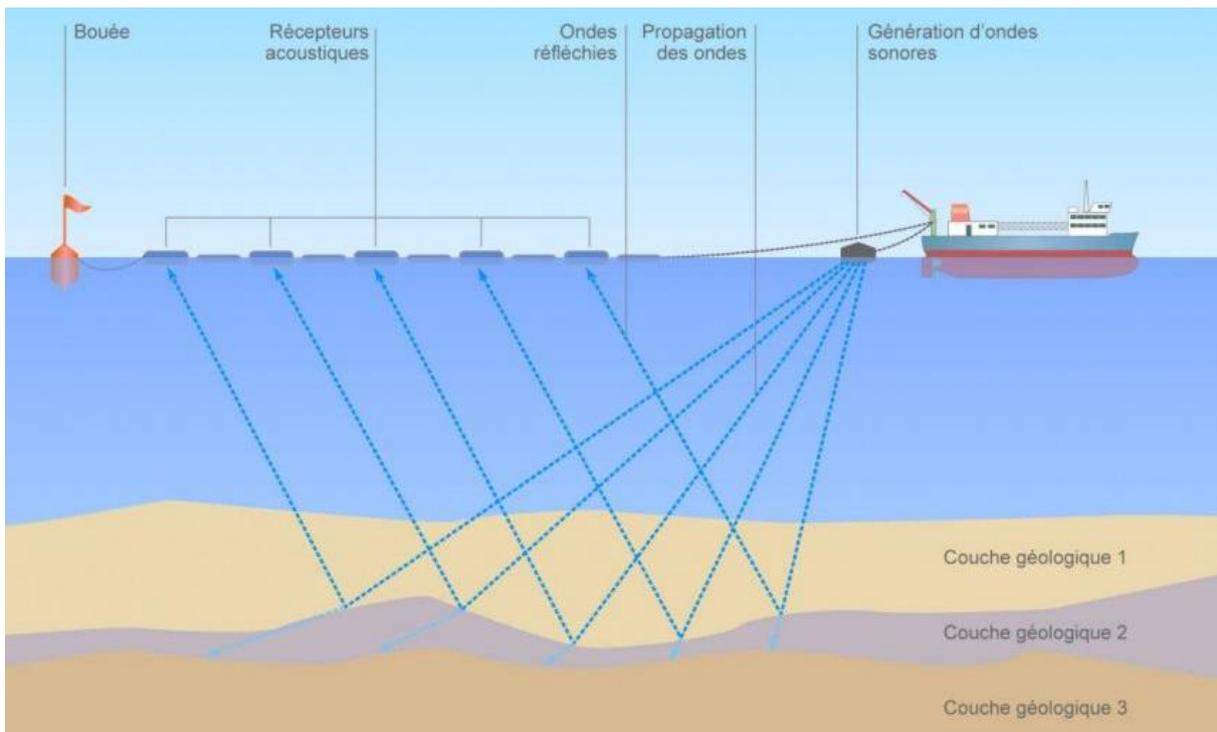


Fig.I. 4 : Prospection géophysique en mer (offshore)

I.6.5-Méthodes de forages terrestres

Pour l'exploitation rationnelle des gisements on utilise toutes les méthodes géologiques et physiques permettant d'obtenir des renseignements sur les propriétés physiques et mécaniques des roches afin de reconstituer les caractéristiques d'un gisement et d'estimer les réserves correspondantes. Il arrive souvent que les informations nécessaires ne soient disponibles que plusieurs années après le forage des puits destinés à exploiter le gisement. Les investissements économiques sont donc toujours à risque, et l'on multiplie maintenant les simulations par des modèles mathématiques qui permettent de prévoir la rentabilité d'un gisement. Le forage des puits représentant 80% des investissements [19].

I.7- Les forages d'exploration

Une fois que des structures qui puissent contenir du pétrole ont été reconnues, soit par prospection géologique, soit par prospection géophysique, on peut passer à l'étape suivante dans l'exploitation du pétrole qui est le forage. Forer consiste à percer l'écorce terrestre pour atteindre les zones pétrolifères, au-delà de deux kilomètres.

Le forage est l'action de creuser un trou (aussi appelé «Puits») dans la terre, il consiste à enfoncer un train de tiges dans le sous-sol en y injectant une boue spéciale. Celle-ci va permettre de ramener à la surface des fragments de roches et des échantillons de gaz. Il faudra forer à plusieurs endroits pour mieux délimiter le gisement potentiel.

De nos jours, le procédé le plus utilisé est le **procédé rotary**, qui, pour creuser le puits, utilise un instrument coupant appelé trépan, qui est animé d'un mouvement de rotation au fond du puits. Le forage consiste à enfoncer un train de tiges dans le sous-sol en y injectant une boue spéciale. Celle-ci va permettre de ramener à la surface des fragments de roches et des échantillons de gaz. Il faudra forer à plusieurs endroits pour mieux délimiter le gisement potentiel [20].

I.7.1-Système Rotary

Le système de rotation comprend habituellement une tête d'injection, une tige d'entraînement qui passe à travers une table de rotation et qui est reliée à une colonne de forage (en) (ou train de tiges) et en bout de colonne un outil de forage creusant le sol. La tige d'entraînement, et de fait la colonne de forage, et l'outil de forage, tous subissent une rotation via la table de rotation et une section angulaire de la colonne qui se trouve au niveau de la table, ou bien si la table n'est pas le moyen de rotation de la machine de forage, via la tête d'injection qui sert également à l'entraînement de la colonne. La garniture peut être définie par « l'ensemble des matériels tubulaires descendus dans le puits, à l'exception des cuvelages » [21].

I.7.2-Turboforage

Le turboforage est une variante du forage rotary. Dans celui-ci, les tiges de forage ne tournent pas, et le trépan est fixé directement sous la turbine, qui est mise en rotation par le fluide de forage (eaux boueuses). Le turboforage a été mis au point par la société [Neyrpic](#) et les équipements commercialisés à partir de 1956 sous le nom commercial de Neyfor⁴. Plus rapide mais bien plus cher que le forage rotary, le turboforage est rapidement cantonné à des usages spécifiques, particulièrement *l'off-shore* [22] .

I.7.3-Colonne montante de forage

La colonne de forage est une suite de [tiges](#) vissées entre elles et habituellement de taille standard. L'ajout de tiges au fur et à mesure permet de progresser plus profondément. Pour les appareils de forage de taille moyenne et importante, la taille des tiges a été standardisée et elles font en moyenne 9,5 m. Cette taille standard peut paraître bâtarde, mais il s'avère qu'elle fut définie en fonction des normes API et correspond à une longueur de 30 [pieds](#) [22].

I.7.4-Raccordement des tiges de forage

Les tiges de forage sont reliées entre elles par des filetages standardisés. Le diamètre des tiges est plus important au niveau des raccords afin de les renforcer et de les protéger contre l'usure [22].

I.7.5-Outils de forage

Pour le foreur, l'outil de forage qui se trouve au bout de la colonne de forage, est une des clés de son activité. L'outil doit être choisi dans un catalogue aussi varié que peut l'être la **lithologie** rencontrée. Si un outil de type marteau peut briser une roche compacte, il sera inefficace pour creuser une **argile**, à la différence d'une **tarière** et des outils de type trilame.

Selon son diamètre, l'outil peut peser de quelques kilogrammes à plusieurs centaines de kilogrammes [23] . On distingue différents types d'outils de forage :

- *couronnes* qui sont des tiges, améliorées ou non, munies de dents ou de picots renforcés ;
- forages au *diamant* (**diamant synthétique** polycristallin), qui font appel à des outils de formes très variées [dont les formes de type tricône (**trépan**) et trilame] dont l'utilisation se restreint à l'industrie pétrolière et minière du fait du coût d'exploitation élevé. Les diamants ont la forme de pastilles noires prises dans la masse métallique de l'outil ;
- *tricônes*, outils montés par trois cônes rotatifs ou molettes (libres) munis de picots pour les terrains durs (longs picots pour les terrains très compétents^[pas clair], tels les **quartzites**, et picots courts pour les terrains moins compétents^[pas clair] tels les **schistes**), et de dents pour les terrains durs (**calcaires**) à argileux (**marnes**) - les dents étant plus longues lorsque le terrain est plus argileux. On trouve également des tricônes à pastilles faites de matériaux ultra-résistants (diamant et **carbure de tungstène** par exemple) [23] ;
- *trilames*, outils montés par trois « lames » en chevron pour les terrains les plus argileux et en gradin ou escalier pour les terrains plus durs (marnes et calcaires) ;

- *marTEaux fond-de-trou* (MFT), qui sont des outils à percussion prédestinés aux sols durs et cassants.

Les *aléseurs* ne sont pas à proprement parler des outils de tête, puisqu'ils peuvent être montés en complément de l'outil principal. Le but des aléseurs est d'agrandir un trou, ou simplement d'en racler les bords et parfois de compacter le fond du forage. On distingue donc les aléseurs compacteurs, en forme de pointe, ouverts à lames ou cylindriques, étagés, etc [23].



Fig.I.5 : Tricône



Fig.I.6 : Trilame

I.7.6-Mât et derrick

Le mot **derrick** utilisé dans le domaine pétrolier désigne une tour en bois ou en métal soutenant le dispositif de forage d'un puits de pétrole. Le mot anglais a d'abord désigné une potence ou gibet et viendrait de Thomas Derrick (**en**), célèbre bourreau de Tyburn, principal lieu des exécutions capitales des criminels anglais. Puis il désigne plus généralement un dispositif de levage. Au XIX^e siècle, en français, le terme est appliqué au cadre supportant l'appareil de forage dans une plate-forme pétrolière terrestre [24].

a-Fluide

Le fluide dans un forage est un élément clé, car il évacue les déblais qui s'accumulent au fond du puits, il stabilise les parois du puits lorsque ce dernier est encore « nu » (sans cuvelage) et enfin il peut aussi lubrifier et refroidir l'outil en activité. Le choix d'un fluide ne s'arrête pas là : les eaux souterraines (parfois potables) peuvent être contaminées par certains fluides utilisés. Pour évacuer les déblais de forage, soit le fluide doit circuler très vite (air comprimé), soit le fluide, alors liquide, doit être d'une densité et d'une viscosité contrôlées régulièrement par le foreur. L'ajustement de ces paramètres se fait par ajout de bentonite et

de polymères pour la viscosité, ainsi que de baryte, formiate de césium ou de sels de sodium ou de potassium pour la densité. Le problème de l'évacuation des *cuttings* ne dépend pas uniquement des propriétés du fluide - la pression et le débit qui lui sont imposés, la surface de la colonne d'évacuation et les pertes sont d'autres facteurs dont il faut tenir compte [25].

Les divers fluides de forage sont :

- L'air comprimé ;
- L'eau ;
- La bentonite (ou « boues bentonitiques ») ;
- Les gels de polymère - utilisés pour la fabrication des boues ou comme additifs ;
- Les mousses ;
- Le formiate de césium saturé dans l'eau est assez dense (densité $d=2,3$) pour que certains sédiments flottent ;
- La baryte en émulsion et les sels de sodium et de potassium augmentent aussi la densité des fluides.

b-Circulation des fluides

La circulation de l'air se fera au moyen d'un compresseur pour l'air comprimé, et de la puissance du compresseur dépendra la profondeur du forage. La boue, quant à elle, est envoyée au moyen de pompes spéciales. On appelle le fluide en **circulation directe**, celui qui descend par le train de tiges, et le fluide en **circulation inverse** celui qui descend par l'espace annulaire [26]. La circulation inverse possède plusieurs avantages :

- Si, lors de la circulation du fluide, les parois nues du forage s'éboulent, l'éboulis est repris directement par la circulation. Dans le cas contraire, l'éboulis pourrait s'accumuler plus facilement ;

- Les échantillons de sol et d'eau prélevés pour analyse ne sont pas contaminés par les parois nues du forage.

Une « perte de fluide » indique habituellement la présence des fractures ou autres vides dans les terrains traversés. La perte de fluide mène habituellement à une diminution de la pression, ce qui peut poser des problèmes majeurs au foreur [26].

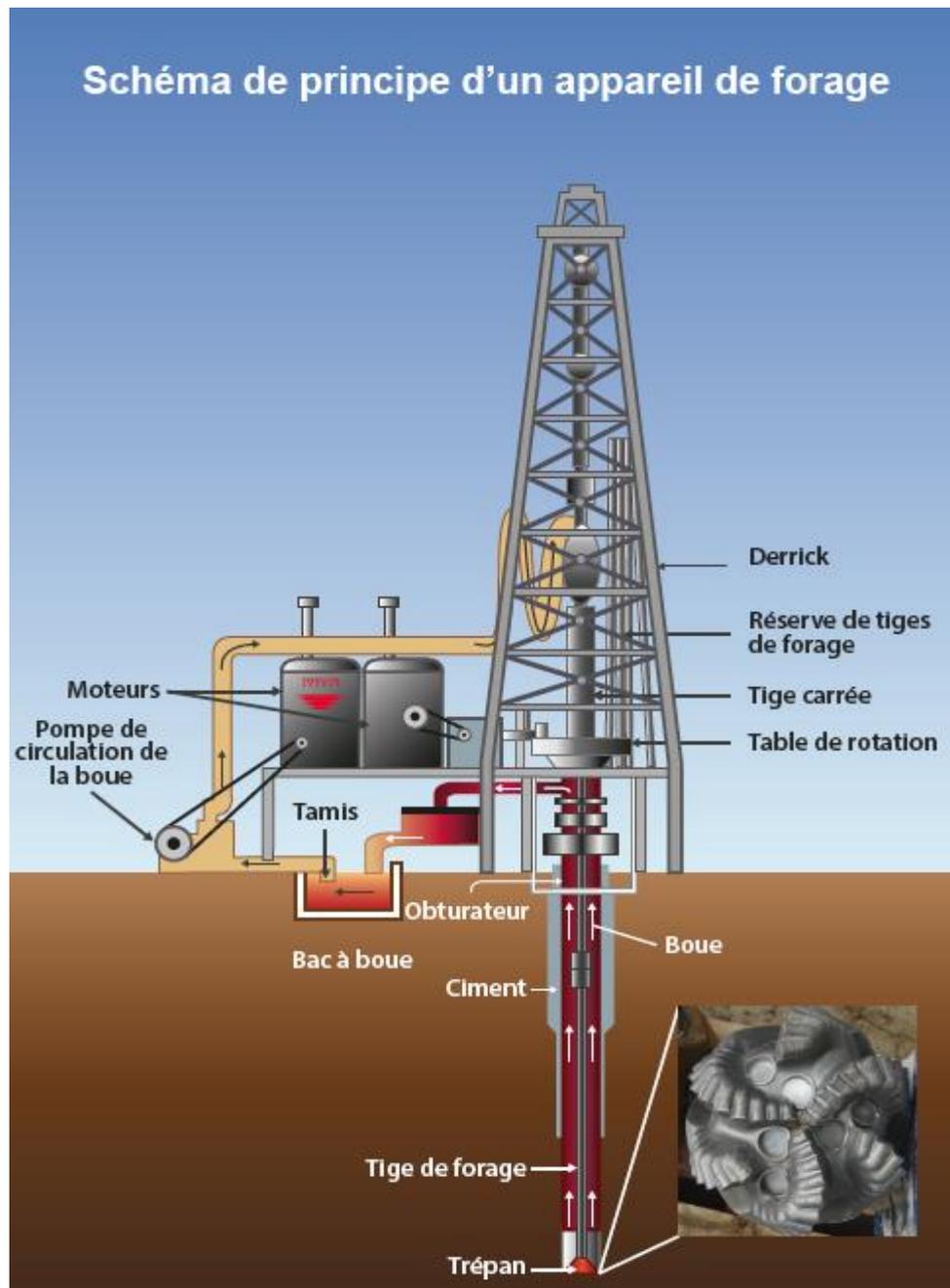


Fig.I.7 : Schéma de principe d'un appareil de forage [26]

1.7.7-Systèmes auxiliaires

a- Bloc d'obturation de puits pour la maîtrise des venues

La maîtrise des éruptions provenant d'un puits, nécessite un bloc d'obturation consistant en un système de vannes. Cette maîtrise peut se faire en contenant les venues dans le puits (coiffage) ou en évacuant ces dernières. Dans le cas de forages pétroliers, le bloc d'obturation doit permettre de réaliser les points suivants [27] :

1. le cisaillement du train de tiges
2. la suspension du train de tige, obturation ferme ;
3. la maîtrise du puits avant sa réouverture.

b-Système de chauffage

Sous climat très froid, comme au Québec, les fonctions principales du système de forage ne doivent pas geler ; pour cela, un système de chauffage est nécessaire. Un système typique comprend un chauffe-eau au Diesel et un réseau de tuyaux reliant le chauffe-eau aux différentes unités du forage. Le même système peut être utilisé pour les besoins du personnel du chantier [26].

1.7.8-Tubages, crépines, sabots

a-Tube guide ou cuvelage

Le tube guide est dans presque tous les cas nécessaire et peut être défini³ comme le tube qui isole tout le puits des terrains encaissants et qui durant les opérations contient le fluide de forage [27].

b-Tubage intermédiaire

Le tubage intermédiaire est facultatif et peut être défini⁶ comme « le tubage installé dans un puits après l'installation et à l'intérieur du tubage de surface et dans lequel les opérations de forage ultérieures peuvent être effectuées à l'intérieur du puits » [27].

c-Tubage de production

Le tubage de production isole l'encaissant du système d'exploitation (pompe et tiges). Ce tubage est cimenté dans l'encaissant, du moins dans la partie basse du forage si un tubage intermédiaire est utilisé[27].

d-Crépines

Les crépines sont les tubages possédant des espaces laissant passer le fluide de l'encaissant. Il existe une grande variété de matériaux et de modèles de crépines [27].

d-Sabot

Le sabot se trouve à la terminaison du tubage de production ou des crépines. Il est censé créer une zone morte du point de vue de la circulation en cas de pompage ou d'injection. Il permet la sédimentation de particules, et la mise à l'écart de la circulation des objets qui tomberaient malencontreusement dans la colonne [27].

I.7.9-Ciments

Le ciment est le complément indispensable à la mise en place et à la bonne tenue de la colonne métallique. Il a pour but d'étanchéifier le puits par rapport aux formations géologiques traversées et d'apporter une meilleure résistance mécanique à l'ouvrage. Le cuvelage du puits présente alors toutes les caractéristiques d'un ouvrage bétonné armé, avec une colonne d'acier ayant une bonne résistance à la traction et un ciment offrant en complément une bonne résistance à la compression. La cimentation d'un puits profond est une opération délicate à mener. Elle s'opère pendant l'opération de complétion du forage et est effectuée par des sociétés spécialisées. Le coulis de ciment du type Portland est injecté en fond de puits et remonte derrière la colonne jusqu'à la tête du puits. La solidification du ciment est une réaction exothermique qui entraîne *de facto* un rétreint qui peut le cas échéant entraîner une mauvaise adhérence du ciment sur la paroi en acier de la colonne. Cet annulaire doit donc être impérativement contrôlé ainsi que les chenaux résiduels et le cuvelage réparé

par une cimentation secondaire. Cette inspection in situ se fait par des outils de diagraphie différée du type acoustique comme les CBL (Cement Bond Log) ou VDL (Variety Density Log) sectorisées ou non. Ces diagraphies pourtant obligatoires ne sont pas toujours systématiquement effectuées et peuvent être entre autres la cause d'accidents majeurs (cf. Deepwater horizon). Depuis 2017 des outils d'auscultation électrodynamique utilisant des transducteurs à couplage sec (EMAT) sont également proposés. Le contrôle de la cimentation avec celui de la corrosion peut également s'inscrire dans un programme plus large de surveillance de l'intégrité du puits au cours du temps [28].

I.7.10-Production ou extraction

La production est l'extraction des hydrocarbures (pétrole, gaz) depuis le réservoir jusqu'à la surface. On peut distinguer plusieurs types d'extraction.

a-Extraction primaire (production naturelle)

Le gradient de pression entre la roche réservoir et le sommet du puits est, en général, suffisant pour acheminer via le puits de production, le pétrole jusqu'à la surface. Par cette technique de récupération 'primaire, 15 à 20 % des hydrocarbures en place peuvent être produits (Fig.I.8) [29].

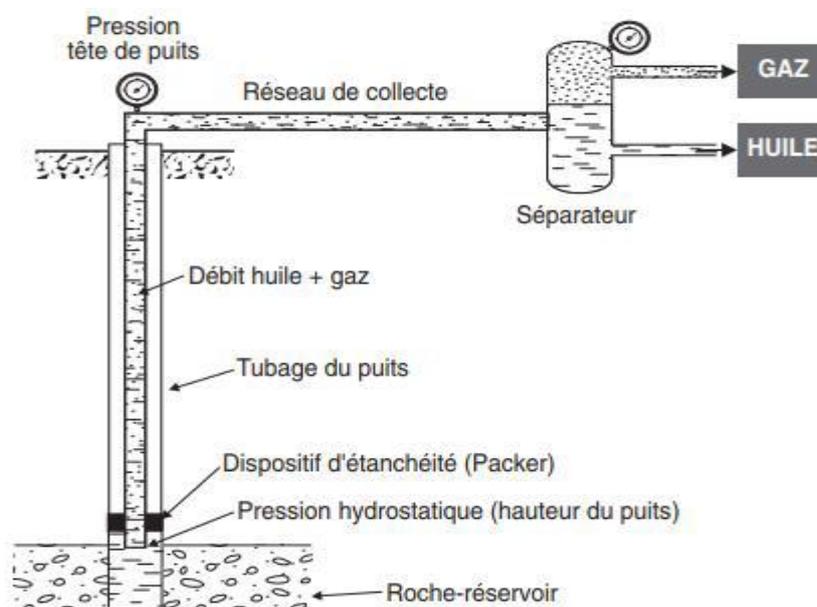


Fig.I.8 : Principe de la production naturelle d'un puits

b-Extraction secondaire (production activée ou assistée)

La pression du gisement diminue progressivement avec l'exploitation. Cette chute de pression peut s'accélérer s'il n'y a pas de source d'énergie telle que le (chapeau de gaz). Pour améliorer le taux de récupération, le recours à des techniques de récupération secondaire est possible. On peut ainsi récupérer entre 15 et 20 % supplémentaires et donc, au total environ 30 à 35 % des hydrocarbures contenus dans le réservoir [29].

-Extraction par poussée de gaz 'gas-lift'

Cette méthode consiste à recréer le principe de la production naturelle en diminuant la pression hydrostatique au fond du puits (**Fig.I.9**). Pour cela, on injecte du gaz dans l'espace annulaire entre le tubage du puits et la colonne de production. La colonne de production est munie d'orifices et des vannes permettant au gaz de passer à l'intérieur de la colonne de production et ainsi d'alléger la colonne de liquide vers la surface (vannes de gas lift / clapet anti-retour) [29].

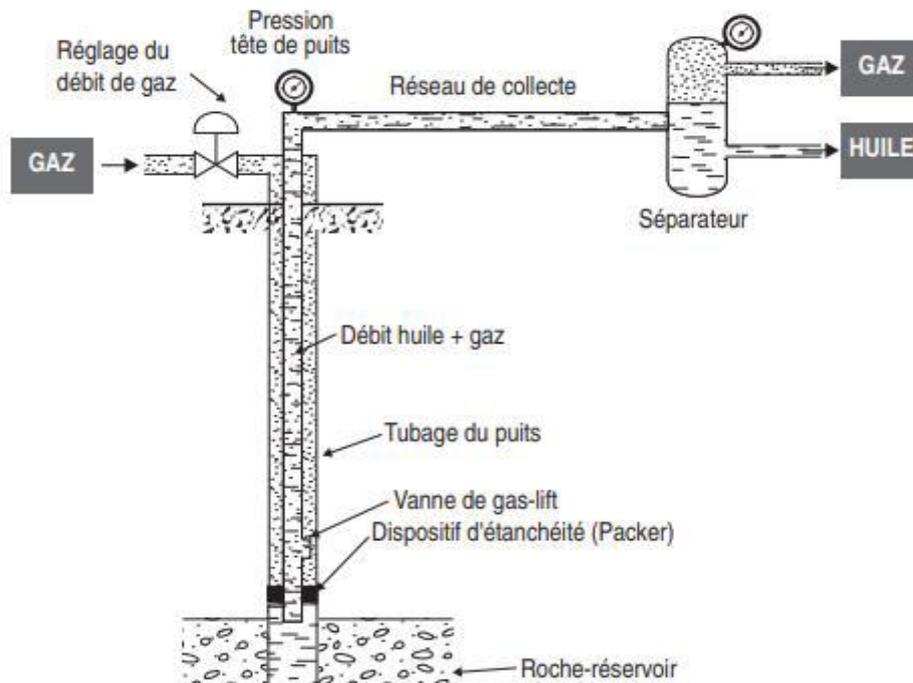


Fig.I.9 : Principe de l'extraction par poussée de gaz (gas-lift)

-Extraction au moyen de pompe à balancier

Une pompe à balancier génère un mouvement alternatif à une tige à l'extrémité de laquelle est fixé un tube plongeur. Ce tube plongeur se déplace dans un corps cylindrique installé au fond du puits. L'ensemble est muni de clapets à bille. À chaque mouvement alternatif, le tube plongeur se remplit d'huile qui est ensuite évacuée dans la colonne de production vers la surface [30].

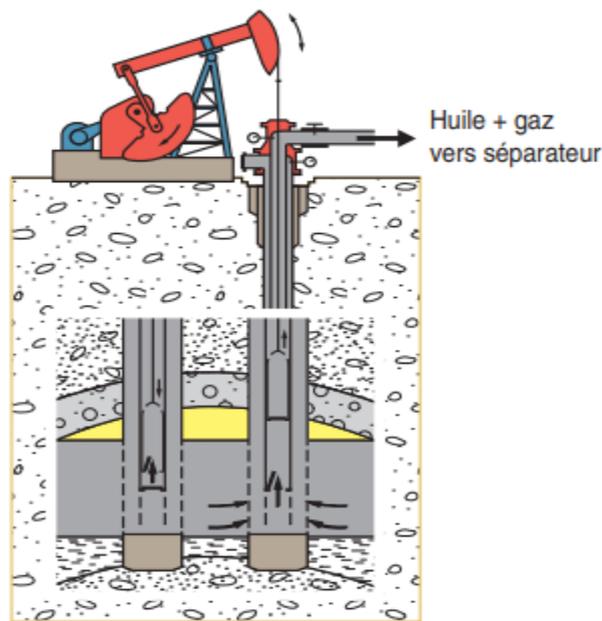


Fig.I.10 : Principe de l'extraction au moyen de pompe à balancier

-Extraction au moyen de pompe immergée

Une pompe centrifuge multi - étagée est immergée au fond du puits. Le moteur électrique est alimenté depuis la surface par un câble électrique.

-Extraction par l'injection d'eau

La chute de pression peut être compensée en injectant de l'eau à la partie inférieure du gisement, l'eau pousse le pétrole encore disponible vers le haut, dans la colonne de production (**Fig.I.11**) [30].

Injection de l'eau

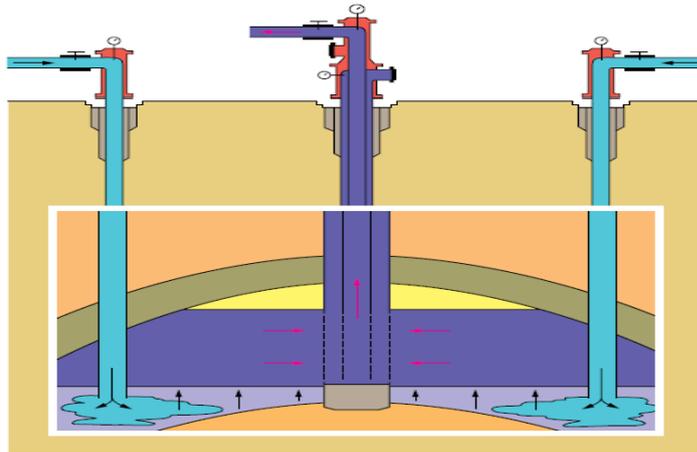


Fig.I. 11: Principe de l'extraction par l'injection d'eau

c-Extraction tertiaire (production activée)

L'extraction tertiaire est aussi une récupération assistée. Elle est basée sur des technologies plus complexes telles que l'injection dans le réservoir de CO₂, de l'azote, de solvants miscibles chimiques, de vapeur. Le but est d'abaisser la tension superficielle du pétrole afin qu'il se détache facilement de la roche. Le taux global de récupération peut atteindre 40 à 50% de l'huile en place[30].

I.8-a-Considérations juridiques

Pour des raisons économiques, sanitaires ou environnementales, la plupart des forages doivent faire l'objet de déclaration, d'autorisation, voire d'une étude d'impact, y compris dans certains pays les forages individuels.

Ainsi en France, depuis le 19 mai 2009, les particuliers doivent-ils déclarer leurs forages à la mairie ou sur un site Internet dédié aux *Forages domestiques*⁸. Depuis le 1^{er} janvier 2009, la déclaration doit précéder d'au moins un mois le début des travaux, et les puits ou ouvrages existants au 31 décembre 2008 doivent être déclarés avant le 31 décembre 2009 auprès du maire de la commune [31].

b-Considérations environnementales

Un forage est une opération lourde (et parfois dangereuse) qui peut induire la mobilisation d'importants volumes de terres, la présence d'engins, et nécessite de grandes quantités de carburant et parfois d'autres produits tels des acides et d'autres produits chimiques, et doit être mis en œuvre par un personnel parfois nombreux. Il peut avoir des impacts différés dans l'espace et dans le temps [31].

Dans le cas d'un forage pour l'alimentation en eau potable il faut s'assurer que l'aquifère qui sera exploité ne soit pas vulnérable à la présence du chantier. Dans le cas de forages pétro-gazier les hydrocarbures exploités ne doivent pas polluer la nappe, l'air et les alentours [31].

Toute extraction importante de fluide souterrain (eau, pétrole, gaz) peut induire une **séismicité induite** voire des mouvements de sol de type affaissements de surface⁹. Des affaissements ou mouvements de sol en surface. Des impacts sismiques (« *séisme induit* ») sont fréquents autour des forages pétroliers ou **gaziers** importants et des affaissements peuvent se produire lors de pompage d'eau souterraine dans un sol sédimentaire non consolidé [31].

c-Sécurité du personnel, accidents fréquents

-Sécurité du personnel

La sécurité du personnel passe par la très bonne connaissance des machines, le rangement du chantier, la prise en compte des risques liés à l'objectif du forage et la protection individuelle des foreurs et des visiteurs (casque de protection, protection auditive, chaussures de protection, gants, masque anti-poussière, lunettes de sécurité, appareil respiratoire isolant, etc.). Un forage inclut habituellement la manipulation d'objets extrêmement lourds (trains de tiges, outils forants, pompes submersibles, etc.), de possibles travaux en hauteur du fait du mât de forage, de la soudure, de la mécanique (moteurs, pompes, compresseurs, etc.) et des branchements électriques. Un forage crée de la poussière. Il n'est pas non plus

anecdotique de mentionner le stress qui retombe sur le personnel : délais, frustrations du fait du manque de résultat, cadences accélérées, fatigue. Ce stress doit être pris en compte par les superviseurs et les chefs d'équipe [31].

Les deux principaux risques pour le personnel de forage sont le happement par les tiges et les blessures aux mains. Les vêtements flottants (écharpes, tee-shirts amples...) sont

généralement interdits et les combinaisons sont préconisées. Lors de la manipulation des tiges, il faut faire très attention au placement de ses mains : jamais de mains sous les tiges.

Selon la géologie et l'environnement, le forage peut mettre les foreurs et riverains en présence de gaz dangereux (dioxyde de carbone CO₂, sulfure d'hydrogène H₂S...) du fait de leur explosivité ou leur toxicité, de terres et de liquides contaminés (sous les décharges, les sites industriels...) [31].

-Accidents fréquents

Voici une liste non exhaustive d'accidents parmi les plus fréquents :

- Présence de lignes électriques en hauteur, et risque de contact avec certains éléments hauts du forage (mât, grue) ;
- Présence de lignes électriques, canalisations de gaz ou d'eau, de cuves à fioul dans le sous-sol, pouvant être forées ;
- Pièces lourdes qui tombent d'une certaine hauteur créant de potentiels accidents/blessures (décrochage d'une tige, éboulement d'un amas de tiges, renversement d'un outil posé à la verticale, etc.) ;
- Risque de chutes des structures élevées (plancher de forage, mât) ;
- Assourdissement ;
- Pincement des doigts, des bras.

d-Problèmes et accidents techniques

-Pertes de fluide

Il existe deux types de pertes :

- Les pertes partielles : petite fissure provoquant la perte du fluide de circulation ; cette perte peut être maîtrisée en ajoutant des additifs à la bentonite pour l'alourdir ;
- les pertes totales : grande fissure qui peut dépasser largement les 500 m horizontalement, cette perte provoque la perte totale de la boue de forage, ce qui nécessite le forage à l'eau claire pour limiter les pertes ; on peut aussi envisager une cimentation partielle de la partie fissurée.

Ces pertes proviennent essentiellement des fissures (formations compétentes fracturées) et cavités rencontrées au cours du forage [32].

-Coincement des tiges dans le trou

La non verticalité du trou (cf. déviation), des éboulements et des tubes brisés ou déboîtés sont des origines possibles du coincement des tiges de sondage dans le trou. Des objets qui tombent dans le trou et des éléments fragiles de la colonne, qui se brisent, peuvent également conduire au coincement des tiges [32].

-Dévissages impossibles, vissages trop serrés

Un pas de vis mâle et un pas femelle peuvent rester coincés l'un dans l'autre. Il faut alors faire appel à des machines particulièrement puissantes utilisant des vérins hydrauliques pour dévisser les deux éléments [32].

-Déviation

Souvent dû au fait que les formations géologiques ont un certain pendage, la déviation des trous de forage est assez fréquente. En tout premier lieu, il faut s'assurer de la verticalité du mât de forage qui sert de guide au train de tige. L'inclinaison du mât peut au besoin être

adaptée pour corriger une déviation. La non-verticalité d'un forage est peu souhaitable, sauf dans le cadre de forages dirigés, les carottages et la géotechnique [32].

-Éboulement

L'éboulement est un problème très fréquent dans les zones où le recouvrement est assez épais (l'altération dépasse 15m). cette formation non consolidée, va s'écrouler forcément sous l'effet de vibrations de la foreuse. Pour y remédier on utilise le PVC ou des fluides tels que la bentonite, le polymère CR650.. [32].

-Surpression

Cette section est vide, insuffisamment détaillée ou incomplète. Votre aide est la bienvenue ! Comment faire ? [32].

-Détachement d'une partie de la colonne de forage

Intentionnellement ou non, le foreur peut perdre une partie de la colonne de forage. Les causes peuvent être diverses : une tige peut se dévisser ou doit être dévissée, ou casser pour être remontée.

Les **outils de repêchage** servent à accrocher et remonter des trains de tiges ou autres morceaux qui se sont décrochés et sont tombés ou coincés dans le trou de forage [32].

I.9-Forage horizontal et forage dirigé

Le forage horizontal est une technique de génie civil permettant de faire passer des canalisations et des câbles sous des obstacles (chaussées, bâtiments, cours d'eau, etc.) sans intervenir directement sur ces obstacles. Ainsi, on pourra réaliser un forage horizontal perpendiculaire à l'axe d'une chaussée, sous la structure de celle-ci, afin d'y faire passer des canalisations sans avoir à réaliser de tranchée qui endommagerait la structure de la chaussée.

Le forage dirigé (*Directional drilling*) profond est une application récente nécessitant de puissants moyens informatiques. Grâce au forage dirigé, des ressources qu'il était difficile d'atteindre en forage classique du fait d'obstacles géologiques (lithologies rebelles),

deviennent accessibles. Les secteurs pétrolier et gazier sont de gros demandeurs de forages dirigés, dont à puits multilatéraux, en particulier pour l'extraction du gaz de schiste, après fracturation hydraulique des formations géologiques schisteuses. Pour ces forages, on estime par modélisation ou suivi la direction empruntée [33].

I.9.1-Forage en mer

Les forages *offshores* sont réalisés en mer. Des navires spécialement équipés, comme le *JOIDES Resolution*, permettent de forer le fond des océans à une grande profondeur [34].

a-Méthode du *Casing drilling*

La technique dite du *Casing drilling* a été développée et brevetée par la compagnie canadienne Tesco Drilling Technology. Cette méthode consiste à utiliser les tubes - qui formeront les parois du puits - comme tubes de forage ; c'est donc un double emploi pour un même tube. Les avantages sont en général multiples : gain de temps, forage dans des milieux avec un potentiel de perte total (le *casing* en général est alors posé dans cette zone).

Cette méthode est employée à travers le monde, sur certains champs d'Afrique de l'Ouest, afin de réaliser des économies de temps substantielles sur les phases de surface. D'autres exemples peuvent être cités comme en Algérie en collaboration avec l'entreprise algérienne EPE Steppe Forage à Laghouat dans la région de Batna « Amdoukel ». Le forage réalisé avec cette technique a atteint une profondeur de 650 m [34].

-Pose de tiges simultanées lors du forage (méthodes Odex et Jucon)

Initialement développée par Atlas Copco, la méthode Odex suit la méthode du marteau fond de trou et comprend en plus un tube en acier qui repose par-dessus un aléteur excentrique ou sabot un peu plus large que le tube. Ce tube forme le tubage externe du forage. L'énergie de la percussion du marteau et le propre poids du tube enfonce ce dernier dans le trou. L'Odex est composé de trois parties rétractables et formant l'outil forant. Le Jucon est quant à lui composé de quatre parties rétractables et est pour le reste très semblable à l'Odex [34].

-Tubage enroulé

Cette technique (*Coiled tubing (en)*) permet de dérouler un tube continu (futur tube externe de l'ouvrage) avec l'avancement du forage en profondeur. Le tube continu est enroulé sur un cylindre et est injecté ou tiré par une structure en arc de cercle (arche) plongeant dans le puits et sur laquelle sont montées des chaînes à très gros maillons permettant d'appliquer une pression, contrôlée par des cylindres hydrauliques, sur le tube. Le passage du tube continu dans l'arche et les pressions exercées sur ce dernier pour l'injecter ou le retirer du trou accélèrent son vieillissement. Ce vieillissement est, entre autres, influencé par le rayon de l'arche d'injection. La technique du tubage enroulé possède de nombreux avantages, notamment dans la réalisation de forages déséquilibrés et de forages dirigés. Toutefois, cette technique s'avère parfois coûteuse, notamment si le matériel reste inutilisé, tandis que la mise en place du tubage peut (contre toute attente) être plus lente comparée à une installation traditionnelle [34].

I.9.2-Forages profonds

L'objectif des forages profonds tels celui du programme KTB ((en) *Kontinentales Tiefbohrprogramm der Bundesrepublik Deutschland (en)*) qui a atteint 9 800 m en Allemagne ou du forage sg3 de 12 kilomètres dans la péninsule de Kola (Russie), est de mieux connaître la lithosphère et d'atteindre la zone de transition entre la croûte et le manteau supérieur : le Moho (discontinuité de Mohorovičić).

Si ces forages ont permis de confirmer la structure et la composition de la croûte, ou de tracer des profils sismiques régionaux, elles n'ont malheureusement pas permis d'atteindre à ce jour la couche sous-jacente tant convoitée. On a pu ainsi mesurer par exemple que la température des roches atteint environ 300 °C à 10 kilomètres de profondeur.

Comme la croûte océanique est plus mince que les plaques continentales, plusieurs projets de forage océanique ont vu le jour, MOHOLE puis DSDP (1968-1983) aux États-Unis, puis des

programmes internationaux comme ODP¹⁶ (1985-2003) puis IODP¹⁷ (2003-2013). Pour l'instant, aucun navire n'a encore réussi à forer jusqu'à la discontinuité de Mohorovičić [35].

1.9.3-Exploitation des forages d'eau

Les forages visant à prélever de l'eau, selon leur importance peuvent induire un « cône de rabattement de nappe » voire une baisse de la nappe et du niveau piézométrique, voire un épuisement de la nappe avec disparition des sources ou de rivières ou de zones humides. Aussi, comme la plupart des formes d'exploitation de ressources naturelles sont-ils généralement réglementés. Un pompage important peut favoriser des transferts de polluants via les déplacements horizontaux de la masse d'eau souterraine ou via la descente verticale de l'eau. Pour ces raisons, des périmètres de protection des « zones de captage » peuvent être obligatoires autour d'un captage d'eau potable, ainsi que des mesures pour la protection du champ captant. Dans la plupart des pays, les forages individuels, agricoles ou industriels doivent être déclarés, et peuvent faire l'objet d'une taxe.

Le **uphole** (ou **carottage sismique**) est une technique de géophysique. Le principe consiste à placer une source dans un forage (explosif, air gun, sparker...) et à enregistrer les premières arrivées en surface à l'aide d'un sismographe et de géophones. L'interprétation des données permet de proposer un profil vitesse/profondeur [35].

1.9.4-Fuites durant l'exploitation et devenir des forages après leur exploitation

Une méta-analyse de 25 études ayant porté sur les problèmes de fuites de tubages de puits de production, d'injection (puits actifs, inactifs et/ou abandonnés, tant onshore qu'offshore, dans des réservoirs conventionnels ou non conventionnels) a montré que les pertes d'intégrité sont plus fréquentes qu'on ne l'imaginait (avec un risque variant selon le type de forage et l'âge des puits)². Ainsi sur 8030 puits récents forés dans le schiste de Marcellus et inspecté en Pennsylvanie de 2005 à 2013, 6,3% présentaient au moins une fuite. Une surveillance faite de 2008 à 2011 de 3 533 puits de Pennsylvanie a mis au jour 85 défaillances de ciment ou de

cuvrages d'acier, et quatre de ces puits ont connu une éruption et deux des fuites importantes de gaz. Au Royaume-Uni ce sont 2152 puits d'hydrocarbures qui ont été forés (onshore, c'est-à-dire sur terre) entre 1902 et 2013 dans des réservoirs conventionnels la plupart du temps ; et pour 143 puits actifs encore en production fin 2000 « il existe des preuves d'un échec de l'intégrité des puits ». La loi anglaise impose une remise en état de chaque puits après abandon de son exploitation, mais pour 65,2% de ces sites il ne reste plus de traces de leur présence en surface et aucune surveillance n'est faite ; de plus, pour 53% d'entre eux, la propriété du puits (et donc la responsabilité associée) n'est pas claire (50 à 100 de ces puits seraient des sites orphelins). La situation semble encore plus grave pour les forages anciens (ex : une étude (2005) a montré que 70 % des puits terrestres du champ pétrolier de Santa Fe (découvert en 1921 en Californie) présentent des pertes d'intégrité (avec observation de bulles de gaz remontant en surface le long des tubes). La plupart des forages récents comportent des sections horizontales, or selon un rapport parlementaire canadien « une cimentation de qualité supérieure est universellement reconnue comme étant plus difficile lorsque le tubage est incliné (par exemple dans les puits horizontaux) », et les injections profondes sous haute pression peuvent elles-mêmes être sources de séismes induits par l'Homme (de magnitude 4 à 4,7 par exemple dans l'Ohio) [36].

I.9.5-Mise en production d'un puits de pétrole

Une fois le forage effectué dans un gisement et on arrive à atteindre la roche réservoir où s'accumule de grandes quantités de pétrole, on monte un ensemble de conduits pour acheminer le pétrole vers la surface [37].

Deux cas sont à considérer :

-La pression au niveau du gisement est suffisante pour que le pétrole monte jusqu'à la surface et s'écoule avec un débit suffisant. C'est ce que l'on appelle l'éruption contrôlée.

-La pression est trop faible pour que le pétrole arrive en surface avec un débit convenable, on utilise alors le procédé du pompage mécanique qui consiste à envoyer un gaz sous pression qui permet d'augmenter la pression au niveau du gisement et permettre ainsi la montée du pétrole vers la surface[37].

I.9.6-Impacts du pétrole

a-Économie

Le pétrole étant le plus gros commerce international de matières de la planète en valeur (et en volume), il a un poids important sur les équilibres commerciaux. Les grands pays producteurs disposent de recettes telles que leurs gouvernements ont souvent un excédent public à placer, qui leur donne un poids financier important. Par exemple, vers 1998, la Russie avait une dette publique très importante et semblait proche de la cessation de paiement. Depuis, la hausse du prix de pétrole et celle de sa production lui ont permis d'engranger des recettes fiscales telles que la dette a été pratiquement remboursée et que le pays avait la troisième réserve de devises au monde en 2006.

Les fluctuations du prix du pétrole ont un impact direct sur le budget des ménages, donc sur la consommation dans les pays développés. Elles influent aussi, en proportion variable, sur le prix d'une grande part des biens et services, car la plupart sont produits en utilisant du pétrole comme matière première ou comme source d'énergie.

La découverte de réserves de pétrole dans un pays est souvent perçue comme bénéfique pour son économie. Toutefois, l'afflux soudain de devises est parfois mal géré (voir syndrome hollandais), il peut encourager la corruption, des ingérences étrangères, des gaspillages et détourner les investissements et la main-d'œuvre des autres secteurs tels que l'agriculture. L'effet réel est donc souvent plus ambivalent, surtout pour les pays les plus pauvres, au point que l'on parle de *malédiction pétrolière* [38].

b-Société

Devenu indispensable à la vie quotidienne dans la plupart des pays développés, le pétrole a un impact social important. Des émeutes parfois violentes ont éclaté dans certains pays à la suite de hausses de prix. En 2006, certains syndicats français ont demandé l'instauration d'un « chèque transport » pour aider les salariés qui se déplacent beaucoup à faire face au prix des carburants, qui est constitué pour les deux tiers au moins, de taxes.

Dans les pays développés, une hausse du prix du pétrole se traduit par un accroissement du budget consacré à la voiture, mais dans les pays les plus pauvres, elle signifie moins d'éclairage et moins d'aliments chauds, car le kérosène est souvent la seule source d'énergie domestique disponible.

Outre que le pétrole est utilisé dans la plupart des industries mécanisées comme énergie de base, ses dérivés chimiques servent à la fabrication de toutes sortes de produits, qu'ils soient hygiéniques (shampooing), cosmétiques, alimentaires, de protection, de contenant (matière plastique), tissus, intrants agricoles, etc. Ce faisant, le pétrole est devenu indispensable et par conséquent très sensible stratégiquement [38].

c-Environnement

L'impact environnemental le plus inquiétant du pétrole est l'émission de dioxyde de carbone aux différentes étapes de sa production, de son transport et surtout de sa consommation, en particulier sous la forme de combustion comme carburant.

L'Agence internationale de l'énergie évaluait les émissions mondiales de CO₂ dues à la combustion du pétrole à 11 415 Mt (millions de tonnes) en 2018, contre 6 672 Mt en 1971 et 8 510 Mt en 1990 ; la progression depuis 1990 est de 34,1 %.

En 2018, ces émissions représentaient 34,1 % des émissions dues à l'énergie, contre 44,0 % pour le charbon et 21,2 % pour le gaz naturel ; la part du pétrole a fortement reculé : elle était de 49,9 % en 1973.

Dans un rapport publié le 2 juin 2021, l'Agence internationale de l'énergie estime qu'en 2021 les compagnies pétrolières consacreront 4 % de leurs investissements aux énergies décarbonées, contre 1 % en 2020, grâce à la transition engagée par les grands groupes européens comme Total, BP ou Shell. Total investira ainsi 3 milliards de dollars dans les énergies décarbonées et la production d'électricité, soit plus de 20 % de ses dépenses. Les américains Exxon et Chevron font beaucoup moins, de même que les compagnies nationales des pays producteurs comme le saoudien Aramco, le russe Gazprom ou le brésilien Petrobras. L'AIE prévient que les investissements dans les renouvelables restent largement insuffisants pour lutter contre le changement climatique [38].

d-Pollution

La combustion du pétrole libère dans l'atmosphère d'autres polluants, comme le dioxyde de soufre (SO₂), mais ceux-ci peuvent être maîtrisés, notamment par la désulfuration des carburants ou des suies. On estime cependant que si le pétrole est plus polluant que le gaz naturel, il le serait nettement moins que le charbon et les sables bitumineux.

L'extraction pétrolière elle-même n'est pas sans impact sur les écosystèmes locaux même si, comme dans toute industrie, les risques peuvent être réduits par des pratiques vigilantes. Néanmoins, certaines régions fragiles sont fermées à l'exploitation du pétrole, en raison des craintes pour les écosystèmes et la biodiversité. Enfin, les fuites de pétrole et de production peuvent être parfois désastreuses, l'exemple le plus spectaculaire étant celui des marées noires, ou encore celui des pollutions dues aux vols de pétrole dans le delta du Niger (cf Énergie au Nigeria). Les effets des dégazages ou même ceux plus cachés comme l'abandon des huiles usagées sont loin d'être négligeables [38].

e-Autres impacts

Le pétrole peut être cancérigène sous certaines formes, ainsi que certains de ses dérivés.

Les conséquences géologiques de son exploitation comme les séismes induits sont très peu étudiées [38].

Chapitre II : Procédés de Raffinage

II.1-Principe de raffinage

Le pétrole, c'est peut-être de l'or noir, mais brut il ne sert pas à grand-chose. Il doit d'abord subir de nombreuses transformations pour être utilisable. C'est le rôle de la raffinerie, 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 naphta. Mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), le pétrole brut est inutilisable en l'état (il existe plusieurs types de pétrole brut qui se distinguent entre autres par leur viscosité et leur teneur en soufre). Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement.

Une raffinerie doit être conçue pour traiter une gamme assez large de bruts. Certaines sont adaptées à un brut particulier, lorsque la ressource estimée dudit brut est suffisamment importante.

II.2-Structure d'une raffinerie

II.2.1-Raffinerie simple

Les premières raffineries n'étaient formées que d'une seule unité : la distillation atmosphérique.

Cette pratique n'est plus viable économiquement et les raffineries les plus simples comprennent en outre des unités annexes de désulfuration et de reformage, ainsi qu'une distillation sous vide. Une raffinerie ne comprenant que ces unités est qualifiée d'« *hydroskimming refinery* » en anglais. Il n'en existe pratiquement plus.

Les raffineries modernes comprennent en effet en plus des unités précédentes, des unités de conversion (craquage) qui permettent de transformer les fractions pétrolières les plus lourdes dont le prix est de moins en moins attractif et qui ne sont utilisables que dans des installations industrielles spécifiques, en fractions plus légères pouvant constituer un carburant ordinaire (diesel, kérosène ou essence) [39].



Fig.II.1 : Schéma d'une raffinerie simple

II.2.2-Raffinerie complexe

Les raffineries complexes peuvent donc avoir, en plus des unités ci-dessus, d'autres unités dont les plus communes sont :

- Le craquage catalytique (*fluid catalytic cracking*, FCC) ;
- Le viscoréducteur (*visbreaking*) ;
- L'isomérisation ;
- La polymérisation ;
- Le craquage à la vapeur (*steam cracking*) ;
- Le soufflage de bitume ;
- La cokéfaction (*coking*).

Dans ce cas, on dit qu'on est en conversion profonde (*deep conversion*). Ces techniques sont de plus en plus utilisées, du fait de l'évolution du marché : les pétroles disponibles sur le marché tendent à devenir plus lourds, tandis que la demande se déplace vers le « sommet du baril », le marché des fiouls lourds se réduit (en partie parce qu'ils sont souvent remplacés par le gaz naturel) tandis que la consommation de carburants automobiles ne cesse de croître [39].



Fig.II.2 : Schéma d'une raffinerie d'un complexe

II.2.3-Unités de raffinage

Chaque unité de raffinage abrite un procédé industriel ; il s'y déroule généralement une opération physique ou chimique simple.

Le nombre des types d'unités et des procédés utilisés par l'industrie du raffinage est très élevé (ordre de 200). Il n'est donc pas question de les passer tous en revue [40].

-Composition

La composition initiale du pétrole dépend de sa provenance ; elle va influencer fortement sur la façon dont celui-ci sera traité. L'essence a longtemps été la partie la mieux valorisée du pétrole : on avait donc tendance à favoriser les bruts légers, conduisant facilement à des coupes à haut indice d'octane. Au contraire, les bruts lourds qui contiennent plus de composés à longue chaîne (que l'on retrouve dans les bitumes), étaient mal valorisés, et nécessitaient des traitements supplémentaires pour casser ces molécules et en faire des produits vendables. Les impuretés telles que le soufre (sulfure d'hydrogène H_2S , mercaptans) sont particulièrement

peu souhaitées, elles font donc l'objet de traitements spécifiques supplémentaires, ce qui ajoute au coût de traitement.

- La formule générale de ces hydrocarbures saturés est C_nH_{2n+2} , formule dans laquelle l'indice n représente le nombre d'atomes de carbone contenu dans la molécule.
- La formule générale des hydrocarbures insaturés ayant une liaison double est C_nH_{2n} , formule dans laquelle l'indice n représente le nombre d'atomes de carbone contenu dans la molécule. Exemple : l'éthylène C_2H_4 .
- La formule générale des hydrocarbures insaturés ayant une liaison triple est C_nH_{2n-2} , formule dans laquelle l'indice n représente le nombre d'atomes de carbone contenu dans la molécule. Exemple : l'acétylène C_2H_2 .

Le pétrole brut acheté sur l'un des marchés mondiaux doit répondre plus ou moins à l'attente des besoins du raffineur. Ce pétrole brut, comme il a été dit avant, est un mélange de plusieurs centaines de produits différents, allant du gaz méthane jusqu'au résidu bitumeux ayant des caractéristiques physico-chimiques différentes. Tel quel, il n'y a guère d'utilité à en posséder car il est tout juste bon à servir dans une lampe à huile. Afin de séparer ces produits entre eux et d'en faire des produits réellement utilisables, on emploie des procédés de séparation physico-chimiques que l'on appelle le « raffinage » [41].

Il existe toutes sortes de bruts :

- Paraffiniques (majorité d'hydrocarbures linéaires) ;
- Naphténiques (majorité d'hydrocarbures à cycle saturé) ;
- Aromatiques (majorité d'hydrocarbures présentant un cycle aromatique).

Ils peuvent être :

- TBTS (très basse teneur en soufre) ;
- BTS (basse teneur en soufre) ;
- MTS (moyenne teneur en soufre) ;

- HTS (haute teneur en soufre) ;
- THTS (très haute teneur en soufre).

Les outils en présence (les unités de traitement) ne sont pas toujours adaptés à traiter tous ces bruts car à leur construction, ils ne sont pas dimensionnés pour englober toute cette gamme de bruts [41].

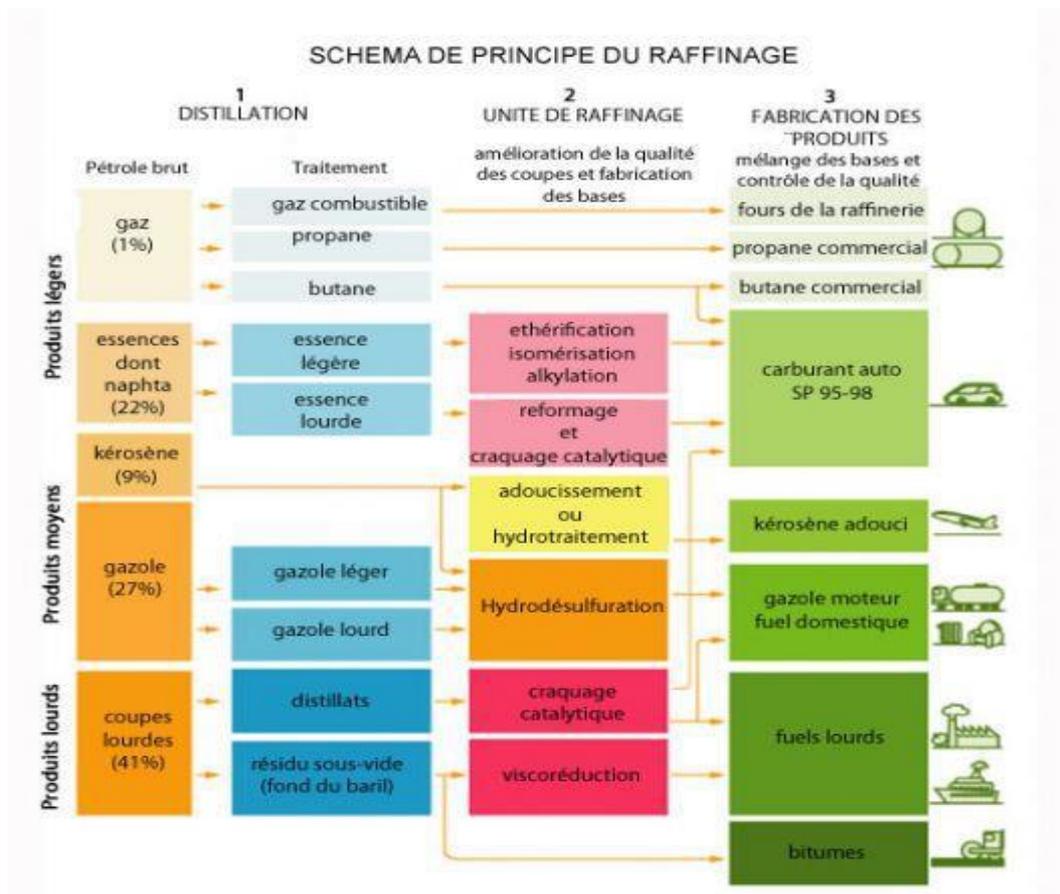


Fig.II.3 : Schéma de principe du raffinage [41].

II.3- Schéma d'une raffinerie classique

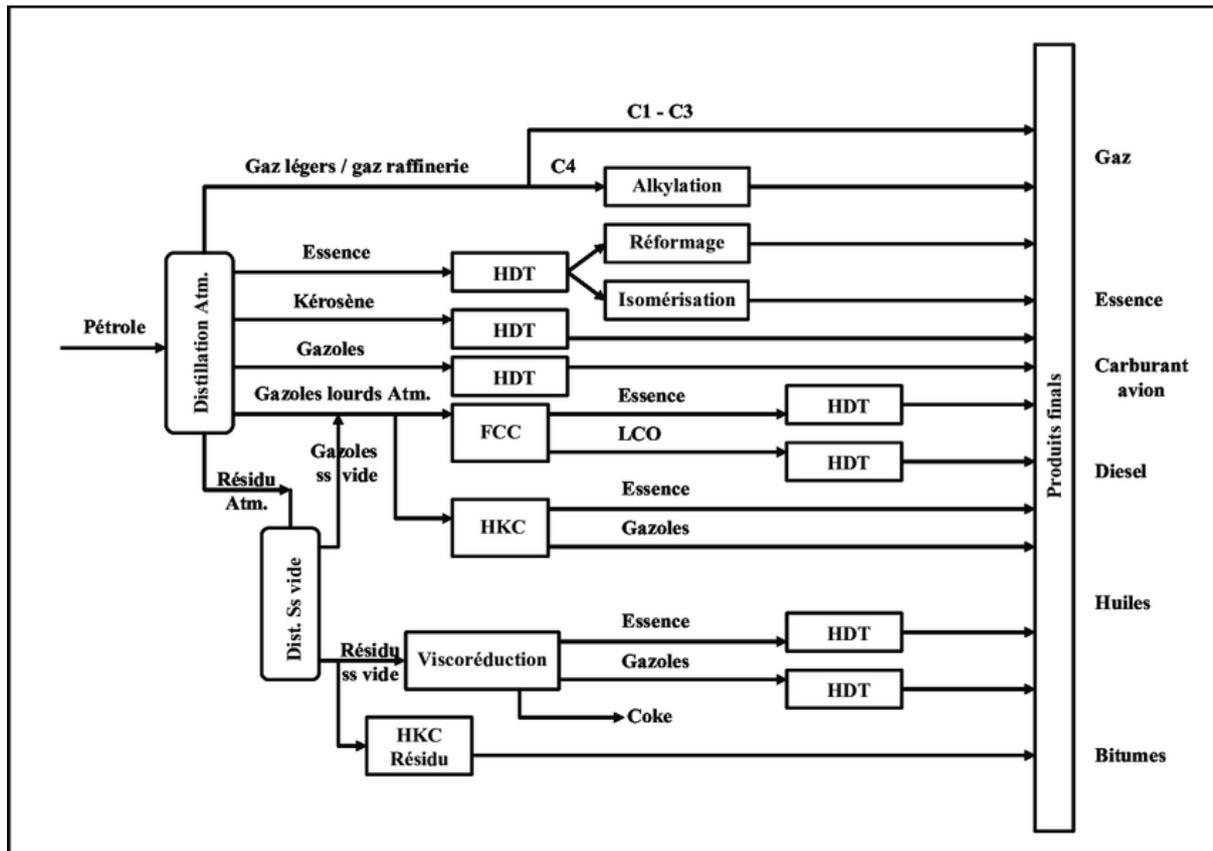


Fig.II.4 : Schéma simplifié d'une raffinerie (source : IFP) [41].

II.4-Evolution du raffinage : contraintes environnementales et économiques

II.4.1-Enjeux environnementaux

Les raffineries émettent des polluants et gaz à effet de serre. Face à une réglementation plus stricte, les raffineurs effectuent des investissements pour réduire ces émissions (exemple de la raffinerie Esso de Fos-sur-Mer dont les émissions d'oxydes d'azote ont été fortement réduites). Elles utilisent par ailleurs de grandes quantités de substances potentiellement dangereuses pour l'homme et l'environnement. En France, elles sont classées selon la directive européenne Seveso, en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'elles utilisent. Ce classement, calculé par une somme pondérée des masses de produits présents sur un site, détermine le seuil autorisé. La pollution visuelle et auditive engendrée par le fonctionnement d'une raffinerie est également prise en compte [42].

II.4.2-Enjeux financiers et macroéconomiques

Dans les pays développés dont la France, le secteur du raffinage connaît ponctuellement des difficultés économiques aggravées par l'inadéquation entre les capacités de production et les besoins de consommation (forte demande de gazole en Europe). Les nouvelles raffineries sont en grande majorité construites dans des pays en développement en Asie et en Afrique. Aux coûts locaux inférieurs à ceux des raffineries existantes viennent s'ajouter d'importants gains logistiques pour satisfaire une demande domestique en forte croissance [42].

Acteurs majeurs

Les procédés de raffinage et de pétrochimie sont principalement vendus sous licence par Axens (filiale d'IFP Énergies nouvelles) et le groupe américain Honeywell UOP.

Futur

-Des procédés de raffinage appelés à évoluer

Le secteur du raffinage pétrolier est soumis à plusieurs contraintes qui obligent les exploitants à modifier leurs orientations de production. Les exigences de qualité pour les produits finis sont de plus en plus fortes.

Les types de pétrole brut exploités s'élargissent y compris vers des pétroles lourds et des pétroles non conventionnels (ex : sables bitumineux, schistes bitumineux).

Les pressions économiques poussent à une valorisation maximum de chaque baril à un coût notamment énergétique plus bas [43].

-Des normes contraignantes obligeant le secteur à s'adapter régulièrement

Au cœur des préoccupations environnementales, l'industrie du raffinage est contrainte de s'adapter régulièrement à des normes émanant d'institutions comme la Commission européenne ou l'EPA (*Environmental Protection Agency*) [43].

II.5-Prétraitement du pétrole brut

Le pétrole brut contient souvent :

- de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau.

- A son arrivée dans la raffinerie, le pétrole brut est stocké dans de grands réservoirs.

Les pétroles bruts sont stockés et séparés selon leur teneur en soufre. La première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage pour réduire :

- La corrosion, et l'encrassement des installations, empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

Trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut sont utilisées :

- Le dessalage chimique, la séparation électrostatique et la filtration sont trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut [44].

- Dans **le dessalage chimique**, on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs 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.

- 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 [44].

- Un troisième procédé, moins courant, consiste à **filtrer le pétrole** brut chaud sur de la terre à diatomées.

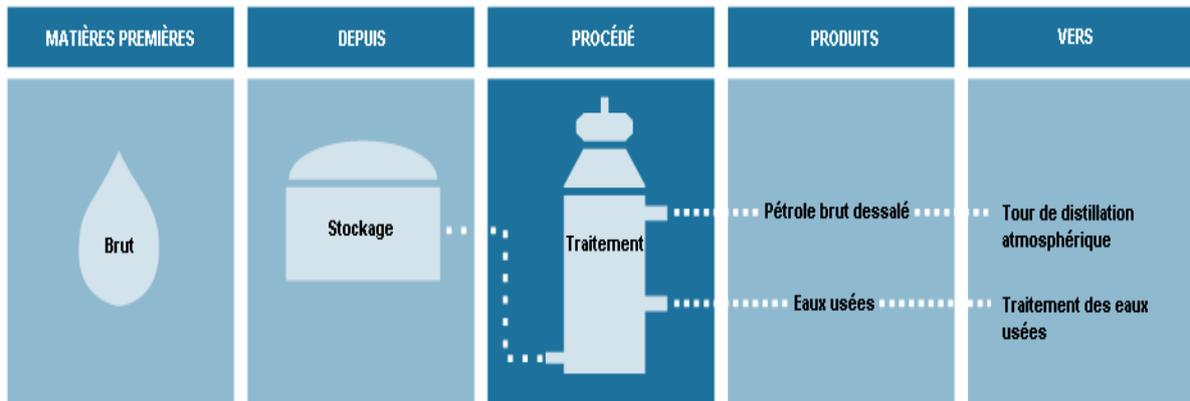
- Dans les dessalages chimique et électrostatique, on chauffe la matière première brute jusqu'à une température comprise entre 66°C et 177°C, pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau [44]. ;

- Un ajustement du pH de l'eau par une base ou un acide.

•Les eaux usées et les contaminants qu’elles contiennent ont repris à la partie inférieure du bac de décantation et acheminés vers l’unité d’épuration des eaux usées. Le pétrole brut dessalé est récupéré de la partie supérieure du bac de décantation et envoyé à une tour de distillation atmosphérique (tour de fractionnement) [44].



Fig.II.5 : Schéma d’un complexe de dessalage (prétraitement) du pétrole



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

Fig.II.6 : Schéma du prétraitement du pétrole

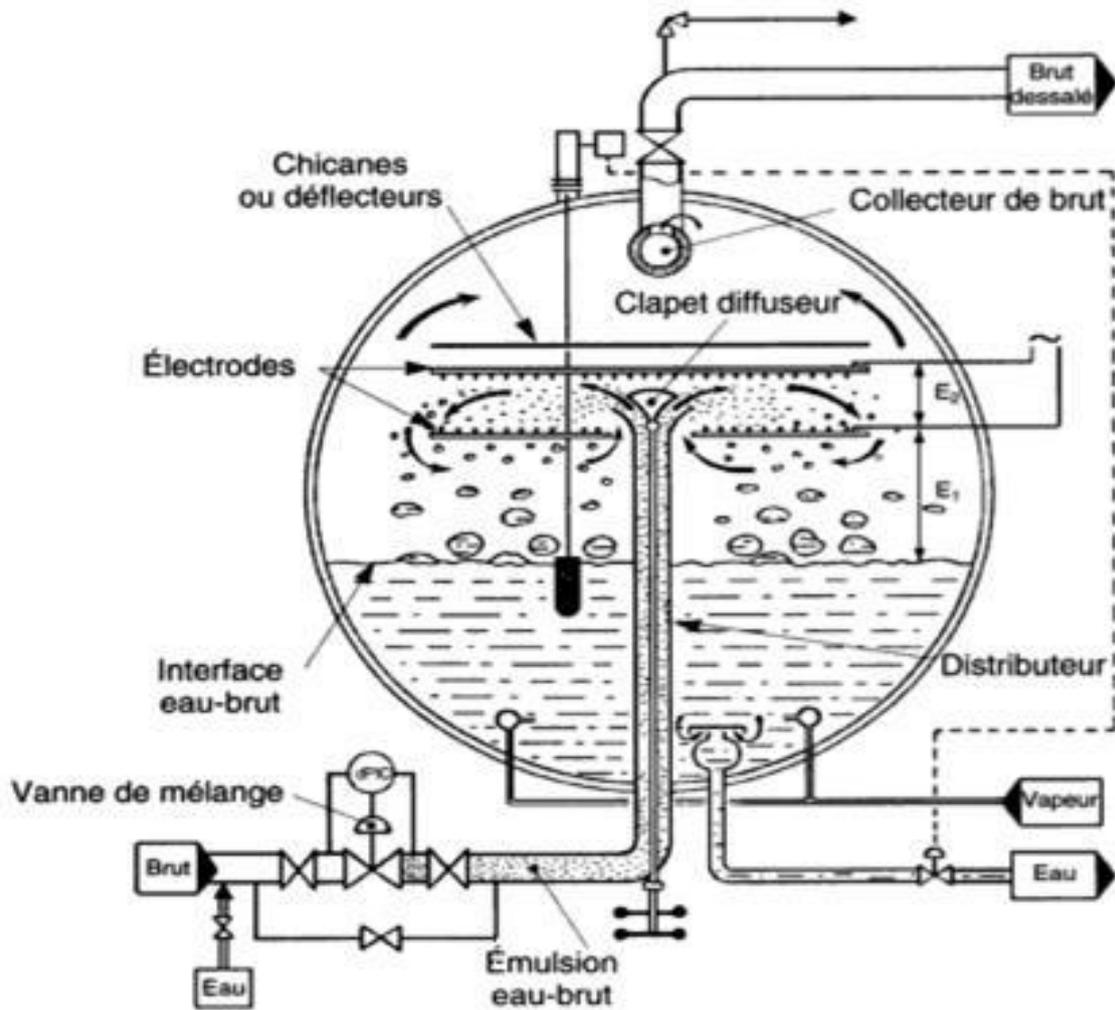


Fig.II.7 : Schéma du dessalage chimique [45].

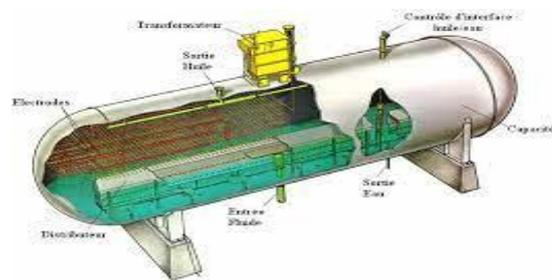


Fig.II.8 : Schéma du dessalage électrostatique [46].



Fig.II.9 : Schéma du dessaleur électrostatique [46].

II.6-Procédés de séparation

II.6.1- introduction

La distillation est un processus de séparation des mélanges liquides ou gazeux, binaires ou complexes ou des solutions en leurs composants différents les uns des autres par leurs températures d'ébullition. Le procédé de distillation atmosphérique est à la base de traitement du brut. Le brut est formé d'une série des hydrocarbures avec des caractéristiques différentes, et pour pouvoir être utilisé de façon correcte, il doit être fractionné en groupes ayant des caractéristiques bien définies et plus homogènes.

La distillation est le procédé qui permet le fractionnement du brut en se servant de la différence qui existe entre les points d'ébullition des différents groupes d'hydrocarbures.

Les caractéristiques de ces groupes sont liées aux besoins spécifiques du marché pour les produits utilisables directement et ceux des unités de processus pour les produits destinés au traitement ultérieur.

En pratique, la séparation du pétrole brut est réalisée dans une colonne unique (atmosphérique ou sous vide) possédant des soutirages latéraux. La colonne de fractionnement est un appareillage cylindrique vertical muni des dispositifs qui assurent le contact intime entre une

phase liquide et une phase vapeur. La chaleur nécessaire pour la distillation est assurée par un four ou un échangeur de chaleur [47].

II.6.2-Types de distillation au laboratoire

Après chaque découverte d'un gisement du pétrole, on procède à des analyses afin d'évaluer sa composition en fractions différentes et prévoir le schéma de traitement adéquat. Parmi ces analyses, les distillations au laboratoire sont les plus importants.

-Distillation Progressive Simple

Dans ce type de distillation, on opère dans un ballon, placé dans un bain chauffant de telle sorte que la température soit toujours la même en phase liquide et en phase vapeur.

A chaque instant, nous avons un équilibre entre le liquide qui bout dans le ballon et la vapeur émise. On note les températures (température de vapeur, température du liquide) en fonction de la quantité recueillie dans l'éprouvette de recette. La courbe de distillation obtenue est composée entre la température de bulles du mélange et la température d'ébullition du constituant le moins volatil. Évidemment, ce procédé ne représente aucun intérêt théorique puisqu'il ne permet d'isoler que les deux constituants (A et B) dans le cas d'un mélange binaire [47].

II.6.3-Distillation A.S.T.M

La distillation ASTM « American Society for Testing Materials » est utilisée pour fournir les spécifications de distillation des produits pétroliers. En effet, la courbe de distillation ASTM fournit à l'utilisateur de précieux renseignements sur la composition du pétrole brut. Son principal avantage est le temps court qu'elle nécessite.

Son mode d'utilisation est simple. L'appareillage utilisé dans cette technique de distillation dite ASTM comporte un ballon de distillation pouvant contenir 100 ou 200 ml de produit que nous chauffons et distillons à vitesse déterminée [47].

Les vapeurs formées sont condensées dans un tube en cuivre baignant dans un mélange d'eau et de glace pilée, puis recueillis dans une éprouvette graduée. Lorsque la première goutte de condensat apparaît à la sortie du tube, nous notons la température dans le ballon : c'est le point initial de la distillation. Ensuite, la température est relevée régulièrement lorsque 5, 10, 20, ..., 90, 95% du produit sont distillés et recueillis de l'éprouvette. En fin de distillation, la température décroît par suite de l'altération thermique de dernières traces liquides dans le ballon. Le maximum de température est le point final de distillation.

La courbe de la température en fonction du pourcentage distillé est appelé «courbe de distillation ASTM ». La distillation ASTM est beaucoup moins sélective que la distillation appelée TBP [47].

II.6.4-Distillation T.B.P

Pour obtenir rapidement une idée sur la composition de brut, le laboratoire d'analyses effectue généralement une distillation ASTM. Dans certains cas, nous devons avoir une connaissance plus précise des constituants par un autre type de distillation plus sélective appelée points de distillation vrais ou « True Boiling Point » TBP.

La distillation TBP est réalisée dans un appareillage représentant un nombre important d'étages ou de plateaux théoriques, c'est-à-dire un appareillage à très bonne sélectivité, équivalent à la succession de très grand nombre de distillations simples élémentaires.

La courbe TBP est obtenue en notant la température de la vapeur en fonction du pourcentage distillé [47].

II.6.5-Distillation par la méthode de flash

C'est la distillation caractéristique à l'échelle industrielle. La charge préchauffée à une température donnée dans un four sous une pression P est introduite dans la zone d'expansion de la colonne, où elle subit une détente et se divise en deux phases liquides et vapeur. Cette distillation nous permet de tracer une courbe montrant la variation de la température en

fonction du rendement des fractions. Cette courbe portant le nom de courbe de flash détermine le régime thermique de la colonne de distillation. Mais, étant donné que cette distillation prend une longue durée à effectuer, le tracé de la courbe se fait à partir de celle de TBP, en utilisant les méthodes de : Obryadtchicov-Semidovitch, Nelson-Harvy, Edmister et Maxwell [47].

II.6.6-Distillation industrielle

Exploitant les différences de volatilités des constituants d'un mélange, la distillation permet la séparation de ces constituants en fonction de leurs températures d'ébullition. La simplicité du procédé et son prix de revient relativement modique en font une opération de base dans les processus d'élaboration des produits chimiques et pétroliers. C'est ainsi qu'en raffinerie, aussi bien que dans les usines de pétrochimie, les colonnes de rectification sont largement représentées.

Travaillant comme une machine thermique, entre une source chaude (four, rebouilleur) et une source froide (condenseur de tête), la distillation met en œuvre un contre-courant de liquide et de vapeur. Comme la thermodynamique l'a montré, le contact des deux phases conduit à un échange de constituants ; les plus volatils s'accumulent dans la vapeur et sont éliminés au sommet de la colonne alors que les constituants lourds passent en phase liquide et sont soutirés au fond. Cette répartition des constituants entre les deux phases se traduit, entre la tête et le fond de la tour, par un gradient de température qui dérive du gradient de concentration.

L'échange réciproque de constituants d'une phase vers l'autre par diffusion conduit à un équilibre théorique, dans la mesure où la cinétique le permet, comme dans le cas d'une interface et d'un temps de contact suffisamment grands.

La distillation ordonne ensuite ces contacts élémentaires en série, sous forme de cascade, afin d'amplifier la sélectivité de l'étage théorique. Dans les unités industrielles d'une certaine

capacité, les contacts discontinus sont matérialisés par les plateaux de la colonne, alors qu'au laboratoire ou dans les installations de faible débit ils s'effectuent en continu sur la surface du garnissage [48].

II.6.7-La distillation atmosphérique

A l'issue de cette étape, on obtient des produits appelés (bases). Le brut est chauffé à environ 350°C, puis distillé dans une colonne de 40 à 60 m de hauteur. Dans cette colonne, les produits sont séparés en fonction de leurs températures d'ébullition et sous une pression de 1 à 3 atmosphères. Les produits les plus légers (basse température d'ébullition environ 30°C) sont récupérés en haut de la colonne tandis que les plus lourds (haute température d'ébullition, plus de 375°C) se concentrent en bas de la colonne.

En effet, les hydrocarbures les plus lourds restent sous forme liquide tandis que les molécules de masse faible ou moyenne passent à l'état de vapeur et s'élèvent dans la colonne. Au cours de leurs montées, elles se refroidissent et reviennent à l'état liquide et sont collectées à différents étages sur les plateaux.

A chaque étage de la colonne de distillation correspond une température moyenne située entre les points de rosée (condensation) et de bulles (vaporisation) des produits que l'on souhaite récupérer. La Figure n°01 représente un schéma simple d'une colonne de distillation atmosphérique. La pression dans la colonne diminue de bas en haut [48].

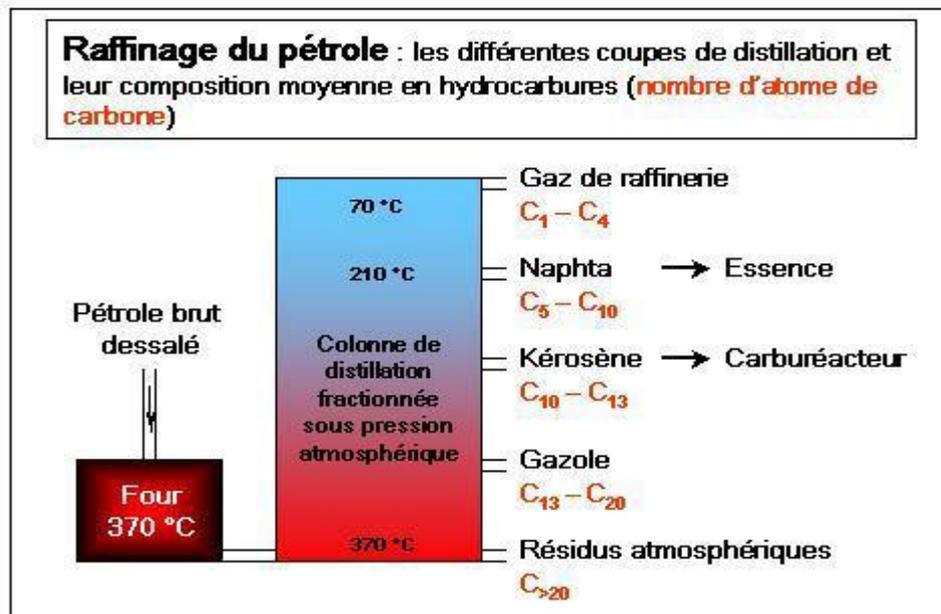


Fig.II.7 : Distillation atmosphérique du pétrole

A partir de la colonne de distillation on obtient :

- Un produit de tête (gaz non condensable, GPL, essence totale).
- Trois coupes latérales (kérosène, gasoil léger, gasoil lourd).
- Un résidu atmosphérique au fond.

Chacun des produits latéraux de la colonne principale à sa propre colonne de stripping où sont éliminés les plus légers. Le stripping s'effectue à l'aide de la vapeur à basse pression, surchauffée pour le gasoil léger et lourd, et par rebouillage pour le kérosène [48].

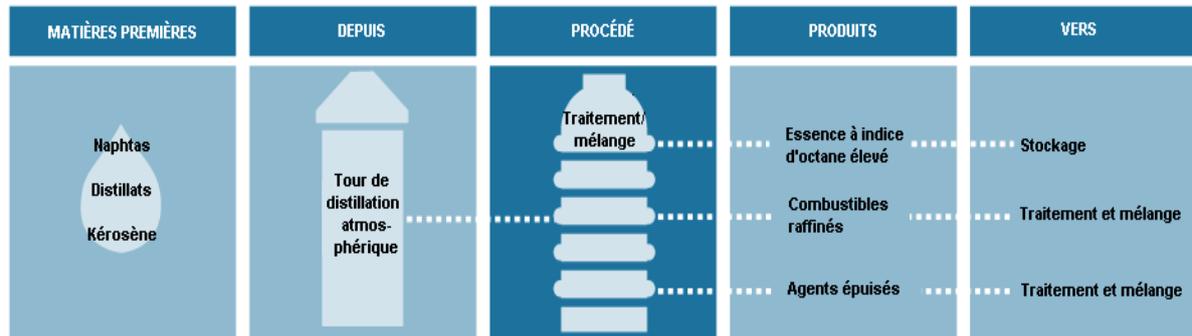
II.6.8-La distillation sous vide

Le résidu lourd de la distillation atmosphérique est de nouveau réchauffé vers 400°C puis envoyé dans une colonne de distillation semblable à la précédente mais où règne une pression réduite. Le vide est assuré par un système de pompes.

Cette technique est l'application de la loi physique selon laquelle le point d'ébullition donc de condensation d'un corps dépend de la pression. Si la pression baisse, le point d'ébullition baisse également.

La distillation sous vide permet donc d'effectuer des coupes à des températures plus basses (monter trop en température détruirait le produit).

La distillation sous vide permettra d'obtenir des coupes de gazole et de distillat lourds [48]..



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

Fig.II.8 : Principe de la distillation sous vide

II.7-Les procédés de conversion ou de transformations

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. Procédé permettant de convertir à haute température (environ 500 °C) des produits pétroliers lourds en produits légers en présence d'un catalyseur. Car il fait intervenir un catalyseur (substance accélérant une réaction chimique). 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. L'hydrogène est l'atome le plus simple et le plus léger. C'est l'élément de très loin le plus abondant de l'univers. (L'hydrocraquage est un procédé de raffinage permettant de transformer, en présence d'hydrogène, des hydrocarbures lourds en produits légers...) ou en employant des méthodes d'extraction du carbone (conversion profonde). Plus une conversion est poussée, plus elle est coûteuse et gourmande en énergie [49].

II.7.1-Craquage

Dans la vie de tous les jours, la demande porte essentiellement sur des produits légers, comme les carburants et le mazout (appelé aussi huile de chauffage extra-légère HEL).

La demande d'huile de chauffage lourde (fioul lourd), en revanche, diminue d'année en année, notamment en Suisse. D'où l'intérêt des raffineries d'augmenter la production de produits légers. C'est pourquoi, de nombreuses raffineries modernes sont équipées d'une unité de Craquage, qui est un procédé qui consiste à casser une molécule organique complexe en éléments plus petits, notamment des alcanes, des alcènes, des aldéhydes et des cétones. Les conditions de température et de pression, ainsi que la nature du catalyseur sont des éléments déterminants du craquage.

Trois procédés de craquage caractérisent les raffineries modernes : craquage thermique, craquage catalytique et l'hydroraquage [49].

II.7.2-Procédé de craquage thermique

Le craquage thermique est le procédé de transformation des hydrocarbures qui met en jeu la température comme agent d'activation. Il consiste à les chauffer (300 à 850°C), sous une pression élevée, Il est endothermique et, par conséquent, l'organe essentiel dans tous les procédés est le four. Le reste de l'appareillage permet de séparer les produits obtenus.

Essentiellement le craquage thermique consiste en la rupture des molécules d'hydrocarbures sous la seule influence de la température.

Les réactions du craquage thermique peuvent se classer en deux groupes :

-**Les réactions primaires** qui entraînent la disparition plus ou moins complète des molécules soumises à l'effet de la température.

-**Les réactions secondaires** qui transforment partiellement ou en totalité les produits formés par les réactions primaires.

La composition du mélange final dépend de trois paramètres : **température, temps, pression** [49].

a-La viscoréduction

La viscoréduction est une forme de craquage thermique modéré de mélanges lourds qui permet de réduire le point d'écoulement des résidus cireux et de diminuer considérablement la viscosité du produit sans modifier sa plage d'ébullition. Le résidu de distillation atmosphérique est soumis à un craquage modéré à la pression atmosphérique dans un réchauffeur. La température est rapidement abaissée à l'aide de gazole froid pour prévenir tout craquage excessif, puis le mélange est soumis à détente dans une tour de distillation [49].

b-Le craquage à la vapeur

Le craquage à la vapeur produit des oléfines par craquage thermique de grosses molécules d'hydrocarbures à des pressions légèrement supérieures à la pression atmosphérique et à des températures très élevées. Le résidu du craquage à la vapeur est mélangé à des combustibles lourds. Le naphta produit par craquage à la vapeur contient normalement du benzène qui est extrait avant l'hydrotraitement [49].

c-La cokéfaction

La cokéfaction est un craquage thermique poussé permettant d'obtenir de l'essence de distillation directe (naphta de cokéfaction) et divers distillats moyens qui sont envoyés dans les unités de craquage catalytique. Ce procédé réduit si complètement l'hydrogène contenu dans les molécules d'hydrocarbure que le résidu est constitué de carbone presque pur appelé *coke*. Les deux procédés de cokéfaction les plus courants sont la cokéfaction différée et la cokéfaction en continu (par contact ou sur lit fluidisé) qui, selon le mécanisme de réaction, la durée du procédé, la température et le brut traité, produisent trois types de coke — spongieux, alvéolaire et aciculaire [49].

Taux de conversion du craquage

Très varié d'une coupe pétrolière à l'autre et dépendant surtout de plusieurs paramètres :

-La nature de la matière première à craquer

-La température de réaction

-La durée de craquage

-La pression du craquage

Propriété des essences de craquage

Les essences de craquage ont des indices d'octane notablement supérieurs à ceux des essences directes, ceci est dû au fait qu'elles contiennent une grande proportion d'hydrocarbures ramifiés et aromatiques qui améliorent l'indice d'octane [49].

Applications du craquage thermique

1) La fabrication d'essences à indices d'octane élevés

2) La fabrication d'hydrocarbures légers non saturés qui sont les principales matières premières de base de la pétrochimie.

3) La fabrication du coke.

II.7.3-Procédé de craquage catalytique

Il consiste à chauffer (450°C), sous une pression de quelques bars et en présence d'un catalyseur (silicates d'aluminium ou zéolithes) les fractions lourdes issues de la distillation du pétrole pour fabriquer des essences...

Il permet un meilleur contrôle de la transformation et est moins coûteux en énergie.

Tous les procédés de craquage catalytique comportent trois fonctions de base :

-Réaction : la charge réagit avec le catalyseur et est fragmentée en différents hydrocarbures.

-Régénération le catalyseur est réactivé par combustion du coke.

-Fractionnement les produits de craquage sont séparés en diverses fractions.

Il existe actuellement trois types de base de procédés de craquage catalytique le craquage catalytique sur lit fluidisé (fluid catalytic cracking (FCC)); le craquage catalytique sur lit mobile le craquage catalytique sur lit mobile selon le procédé TCC (thermofor catalytic cracking) [50].

Influence des conditions opératoires

a) Température : elle est de l'ordre de 400-500°C, elle accélère la vitesse de réaction mais son effet est moindre que dans le craquage thermique. Si la température augmente, les rendements en essence et en coke diminuent.

b) Pression : l'augmentation de la pression favorise la conversion ainsi que la production des gaz, par contre le rendement de la production de l'essence diminue ainsi que son indice d'octane, et la production du coke diminue.

c) Nature du catalyseur : Plusieurs recherches sont faites pour l'élaboration de catalyseurs de plus en plus performants. Le but est toujours d'avoir une bonne activité et une très haute sélectivité [50].

II.7.4-L'hydrocraquage

L'hydrocraquage 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 [50].

II.7.5-Les procédés de combinaison

Il y'a deux procédés de combinaison, la polymérisation et l'alkylation, permettent de lier de petites molécules pauvres en hydrogène, appelées oléfines obtenues lors du craquage thermique et du craquage catalytique.

•La polymérisation

La polymérisation est un procédé permettant de combiner au moins deux molécules organiques non saturées (oléfines) en une seule molécule plus lourde dans laquelle les éléments de la molécule d'origine sont présents dans les mêmes proportions [51].

•L'alkylation

L'alkylation combine les molécules d'oléfines obtenues par craquage catalytique avec des molécules d'isoparaffines et accroît ainsi le volume et l'indice d'octane des essences de base. Les oléfines réagissent avec les isoparaffines en présence d'un catalyseur très actif,

généralement de l'acide sulfurique ou de l'acide fluorhydrique (ou du chlorure d'aluminium). L'alkylat est ensuite séparé et fractionné. Les températures de réaction relativement faibles de 10 à 16 °C pour l'acide sulfurique, de 27 à 0 °C pour l'acide fluorhydrique et de 0 °C pour le chlorure d'aluminium sont contrôlées par réfrigération [51].

II.7.6-Les procédés de reformage catalytique

Le reformage catalytique et l'isomérisation sont des procédés qui permettent de modifier les molécules d'hydrocarbures d'obtenir ainsi des produits présentant des caractéristiques différentes certaines de leurs qualités, comme l'indice d'octane ou la teneur en soufre, peuvent en effet être améliorées Pour les procédés de conversion il existe : Le reformage catalytique L'isomérisation.

Les procédés de reformage catalytique permettent de convertir les naphthas lourds à faible indice d'octane en hydrocarbures aromatiques à indice d'octane élevé appelés reformats, par réarrangement moléculaire ou déshydrogénation Les deux principales réactions qui se produisent sont au cours du procédé de reformage catalytiques sont : la production de composés aromatiques à indice d'octane élevé, par élimination de l'hydrogène des molécules de la charge la conversion des paraffines linéaires en paraffines ramifiées ou isoparaffines [51].

II.7.7-L'isomérisation

L'isomérisation permet de convertir le n-butane, le n-pentane et le n-hexane en leurs iso paraffines respectives. L'isomérisation ressemble au reformage catalytique, car elle comporte, elle aussi, un réarrangement des molécules d'hydrocarbures cependant, contrairement au reformage catalytique Le catalyseur utilisé pour l'isomérisation est différent de celui employé pour le reformage catalytique Le produit final obtenu est appelé isomérat [51].

II.8-Les procédés d'amélioration

Ils consistent à réduire fortement ou éliminer les molécules corrosives ou néfastes à l'environnement, en particulier le soufre. Les normes de l'Union européenne (UE) en matière d'émissions de soufre sont strictes : depuis le 1er janvier 2009, l'essence et le gazole contenant plus de 10 ppm. C'est un quotient sans dimension représentant un rapport de 10^{-6} (1 pour 1 million)... (10 mg/kg) de soufre ne doivent pas être utilisés sur le territoire européen¹. Ces mesures visent à améliorer la qualité de l'air ambiant : elles permettent d'optimiser l'efficacité des technologies de traitement catalytique des gaz d'échappement des véhicules. La désulfuration. La désulfuration est l'opération consistant à éliminer la plus grande partie du soufre contenu dans un produit... du gazole s'effectue à 370 °C, sous une pression de 60 bars et en présence d'hydrogène dont l'action consiste à extraire la plus grande partie du soufre organique que l'on retrouve sous forme de sulfure d'hydrogène (H₂S). Ce dernier est ensuite traité pour produire du soufre, substance utilisée dans l'industrie.

Le kérosène, les gaz butane et propane sont, eux, lavés à la soude. Ce traitement, appelé adoucissement, débarrasse ces produits des mercaptans. Présents en petites quantités dans les bruts pétroliers, les mercaptans (ou thiols) sont des alcools où à l'atome d'oxygène de la fonction alcool a été substitué un atome de soufre... (thiols) qu'ils contiennent.

Le traitement des carburants automobile. Les carburants automobiles doivent également être traités afin d'augmenter leur indice d'octane, un chiffre rapporté à 100, qui mesure la résistance à l'auto-allumage d'un carburant (l'auto-allumage étant la tendance du carburant dans un moteur à explosion à s'enflammer spontanément sans intervention de la bougie). Si l'indice d'octane n'est pas assez élevé, il y aura à terme des dégâts irréversibles du moteur. Pour éviter cela, on doit hausser l'indice d'octane jusqu'à 95 ou 98.

Le procédé utilisé dans ce but est le reformage catalytique. Les réactions chimiques qui lui sont liées sont opérées à 500 °C sous une pression de 10 bars, avec du platine comme

catalyseur. Elles permettent la transformation d'une partie des hydrocarbures naphténiques (cycliques saturés) en hydrocarbures aromatiques (cycliques insaturés) dont l'indice d'octane est beaucoup plus élevé. Il existe aussi d'autres réactions chimiques, comme l'alkylation, qui améliorent également l'indice d'octane [52].

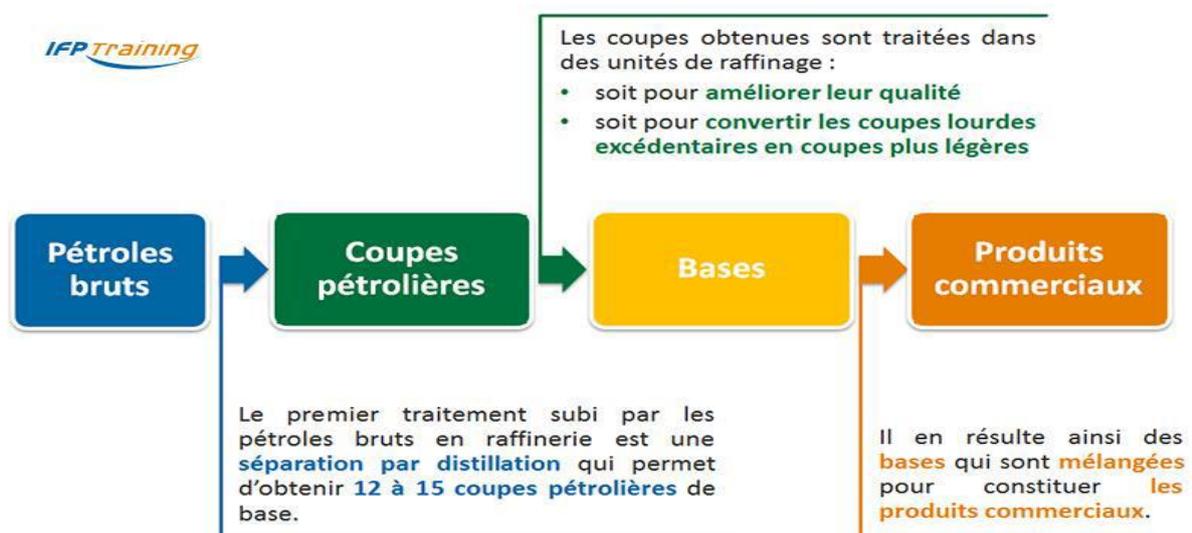


Fig.II.9 : Les coupes pétrolières obtenues par raffinage

II.9-Exercices résolus

▪ Exercices n°1

Le raffinage du pétrole brut permet de séparer ses constituants en « coupes », chaque coupe étant formée d'un mélange d'hydrocarbures à propriétés voisines.

1. Donner le nom de la technique permettant de séparer les constituants du pétrole brut.
2. L'une des coupes contient un alcane (A) à chaîne linéaire ayant 5 atomes de carbone dans sa molécule.
 - a. Déterminer la formule moléculaire de (A).
 - b. Cet alcane admet trois isomères. Écrire la formule semi-développée de chaque isomère et donner son nom.
 - c. Écrire l'équation de la combustion complète de (A).

3. Le craquage d'une molécule de (A) donne une molécule de propane (C_3H_8) et une molécule d'un hydrocarbure aliphatique (B).

a. Écrire l'équation de la réaction de craquage.

b. Déterminer la formule moléculaire de (B). Donner son nom.

c. Écrire la formule développée de (B) et donner le nom de son groupe fonctionnel.

4. L'hydratation de (B) donne un produit organique (C). Écrire l'équation d'hydratation de (B) en utilisant les formules semi-développées. Donner le nom du produit obtenu et celui de sa famille chimique.

5. La polymérisation de l'hydrocarbure (B) permet d'obtenir une matière plastique. Écrire, en formules semi-développées, l'équation de polymérisation de (B) et nommer le produit obtenu [52].

♣ Solution

1-Technique séparant les constituants du pétrole brut : les constituants du pétrole brut sont séparés par distillation fractionnée.

2-Alcane à 5 atomes de carbone et isomères

a. Étant un alcane, l'hydrocarbure (A) répond à la formule C_nH_{2n+2} . Pour $n = 5$, $2n + 2 = 12$.

Donc la formule moléculaire de (A) est C_5H_{12} .

b. Formules semi-développées de (A) :

(1) $CH_3 - CH_2 - CH_2 - CH_2 - CH_3$ Nom : pentane (ou n-pentane)

(2) $CH_3 - \underset{\substack{| \\ CH_3}}{CH} - CH_2 - CH_3$ ou $CH_3 - \underset{\substack{| \\ CH_3}}{CH_2} - CH - CH_3$ Nom : 2-méthylbutane

(3) $CH_3 - \underset{\substack{| \\ CH_3}}{C} - CH_3$ Nom : 2,2- diméthylpropane

c. Équation-bilan de la combustion complète de C_5H_{12} : $C_5H_{12} + 8 O_2 \rightarrow 5 CO_2 + 6 H_2O$

3. Craquage du pentane et produits obtenus

a. Équation du craquage : $C_5H_{12} \rightarrow C_3H_8 + C_xH_y$ (C_xH_y est la formule brute de (B)).

b. Dans une réaction chimique, il y a conservation de la matière : le nombre d'atomes de chacun des éléments C et H est conservé. Ainsi : $x + 3 = 5$; d'où : $x = 5 - 3 = 2$

$$y + 8 = 12 ; \text{d'où} : y = 12 - 8 = 4$$

La formule moléculaire de (B) est donc C_2H_4 . Son nom est l'éthène (alcène de formule C_nH_{2n}).

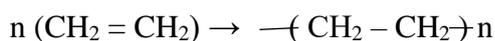
c. Formule développée de C_2H_4 :
$$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ | \quad | \\ \text{C} = \text{C} \\ | \quad | \\ \text{H} \quad \text{H} \end{array}$$
 Son groupe fonctionnel est la liaison double.

4. Hydratation de l'éthylène



Le produit obtenu est l'éthanol. Il appartient à la famille des alcools.

5. Polymérisation de l'éthylène



Le produit obtenu est le polyéthène ou polyéthylène.

▪ Exercices n°2

Le pétrole brut est traité dans la raffinerie. Les constituants du pétrole brut sont ainsi séparés en différentes coupes, Chaque coupe contient un mélange d'hydrocarbures.

1. Donner le nom de la technique utilisée pour séparer les constituants du pétrole brut en différentes coupes.

2. Parmi les hydrocarbures recueillis dans les coupes, on cite : le propane, le pentane et l'heptane. . On donne les points d'ébullition suivants : 96°C , -39°C et 34°C .

Attribuer à chacun des trois hydrocarbures le point d'ébullition convenable.

3. Le propane brûle complètement dans le dioxygène de l'air. Écrire l'équation-bilan équilibrée de la combustion complète du propane.

4. Le craquage d'une molécule d'heptane produit une molécule d'éthylène et un hydrocarbure C_xH_y Écrire l'équation de craquage de l'heptane. Trouver la formule moléculaire de C_xH_y [52].

♣ Solution

1- La technique utilisée est la distillation fractionnée.

2- La température d'ébullition des alcanes linéaires augmentent avec le nombre d'atome de carbone donc

Le propane a pour température d'ébullition $-39^{\circ}C$

Le pentane a pour température d'ébullition $+34^{\circ}C$

L'heptane a pour température d'ébullition $+96^{\circ}C$

3. Équation de combustion du propane :



4. Équation de craquage de l'heptane :



▪ Exercices n°3

1-Quel est la différence entre le craquage et le formatage ?

2-Le reformatage de l'heptane gazeux fournit du toluène $C_6H_5-CH_3$ (g) et du dihydrogène.

Ecrire l'équation bilan ?

3-Ecrire les équations suivantes :

a- L'isomérisation de l'octane ?

b- Le vapocraquage du butane en éthène à $800^{\circ}C$ sous pression atmosphérique ? [52].

♣ Solution

1-Ces procédés ont en commun le fait qu'ils utilisent les mêmes matières premières et qu'ils se déroulent tous deux à hautes températures. Ils ont également le même objectif à savoir transformer un mélange d'hydrocarbures saturés en mélange d'hydrocarbures insaturés.

La principale différence réside dans la nature des produits obtenus. Ce sont eux qui permettent souvent de définir s'il s'agit d'un craquage ou d'un reformage. La production de produits aromatiques est l'objectif principal du reformage. La production d'oléfines plus légère est celle du craquage. Le reformage s'opère à haute pression afin de favoriser la cyclisation puis l'aromatization des alcanes. Le vapocraquage s'effectue sous des pressions plus faibles.

2-Le reformage de l'heptane $C_7H_{16} \rightarrow C_7H_{16} \rightarrow C_6H_5-CH_3 + 4H_2$

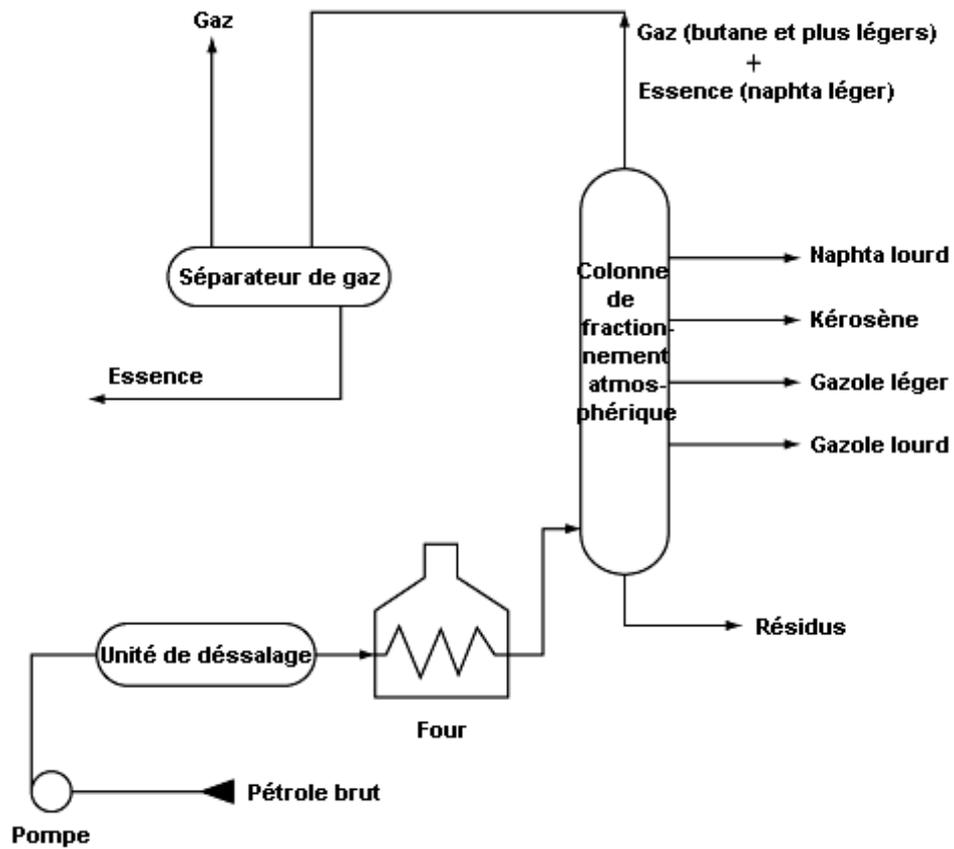
3-a-L'isomérisation de l'octane : $CH_3-(CH_2)_6-CH_3 \rightarrow CH_3-C(CH_3)_2-CH_2-CH(CH_3)-CH_3$

Le produit obtenu est le 2,2,4-triméthylpentane.

b-Le vapocraquage du butane en éthène à 800 °C sous Pression atmosphérique

$C_4H_{10} \rightarrow C_4H_{10} \rightarrow 2CH_2=CH_2 + H_2$

Chapitre III : Procédés de pétrochimie



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

Fig.III.2 : Schéma du procédé de distillation atmosphérique du pétrole [53].

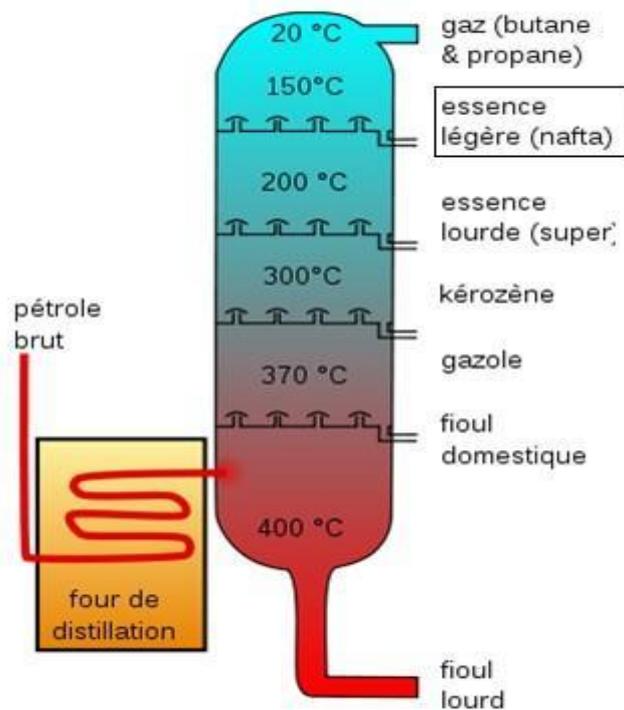
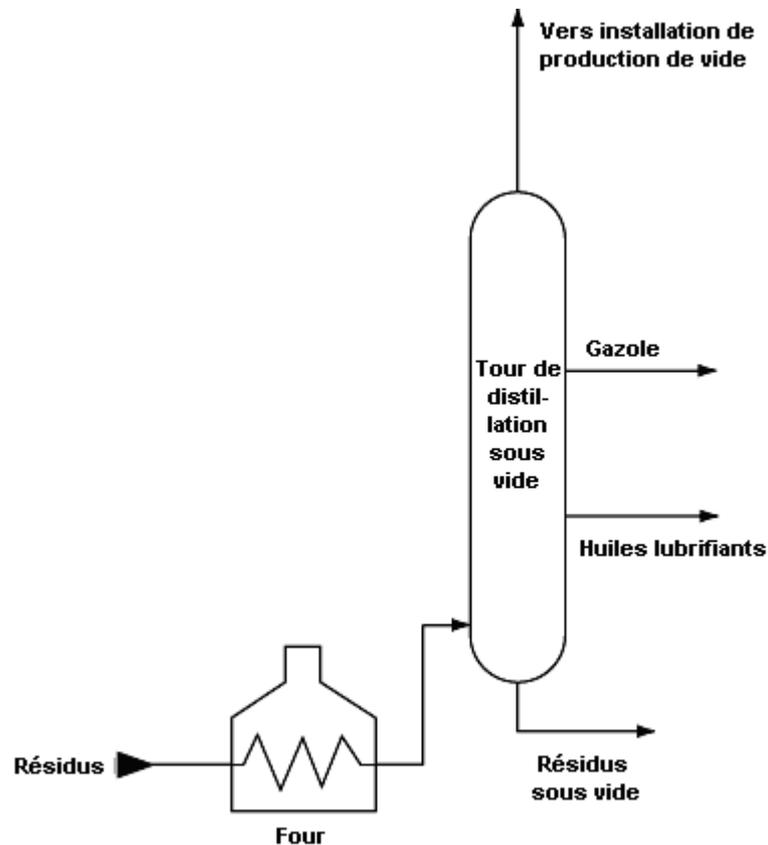


Fig.III.3 : Schéma simple d'une colonne de distillation atmosphérique[53].

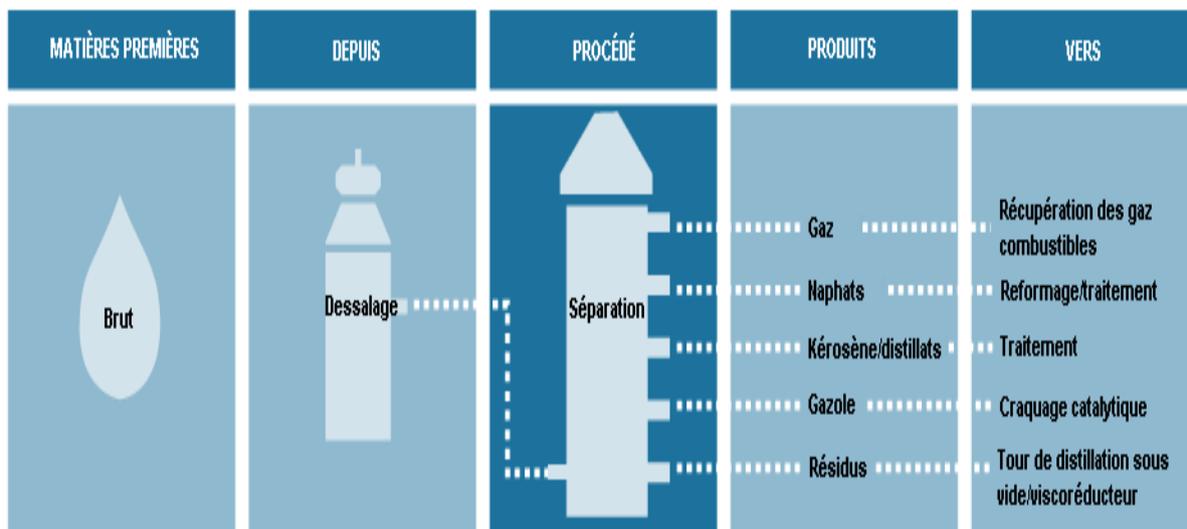
III.1.2-Schéma du procédé de distillation sous-vide

Les produits lourds extraits du fond de la colonne de distillation atmosphérique ne peuvent pratiquement plus être séparés en augmentant la température de distillation. La fraction lourde des produits de la distillation atmosphérique y est d'abord chauffée, puis envoyée dans une autre colonne moins haute, mais plus épaisse et qui comporte moins de plateaux.



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

Fig.III.3 : Schéma de la distillation sous-vide des produits lourds extraits du pétrole du fond de la colonne de distillation atmosphérique[53].



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

Fig.III.4 : Schéma du procédé de la distillation sous-vide du pétrole [53].

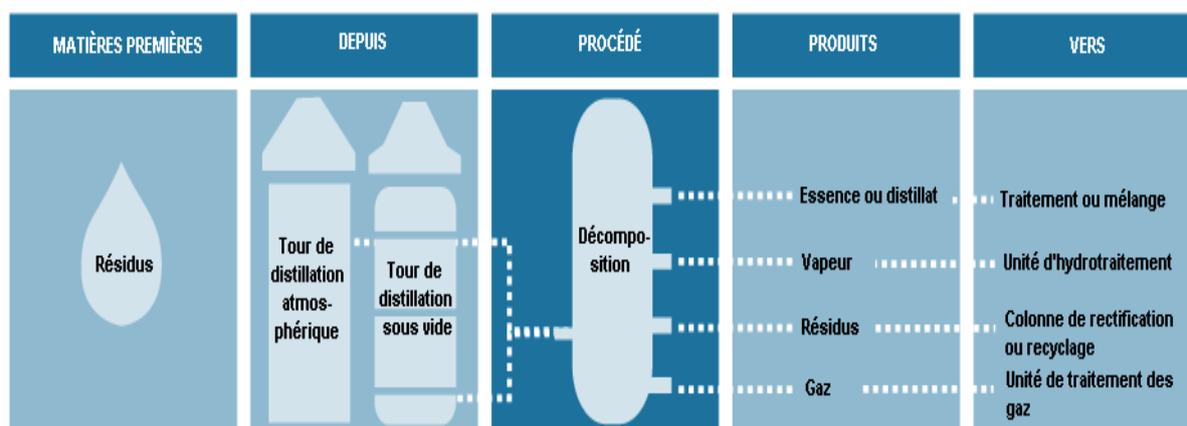
III.1.3-Les schémas des procédés de craquage

Après la distillation, d'autres procédés sont mis en œuvre pour modifier la structure moléculaire des fractions en vue d'obtenir des produits plus recherchés. Il y a essentiellement trois types de craquage, à savoir le craquage thermique, le craquage catalytique et l'hydrocraquage.

a- Les procédés de craquage thermique

Cette ancienne méthode, qui donnait d'importantes quantités de coke solide indésirable de la viscoréduction, le craquage à la vapeur et la cokéfaction.

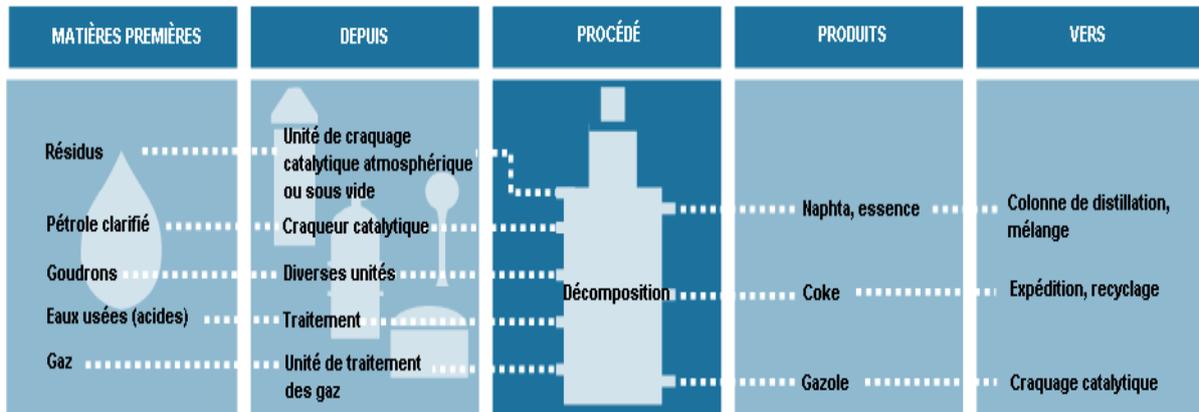
-Schéma de la viscoréduction



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

Fig.III.5 : Schéma de la viscoréduction [54].

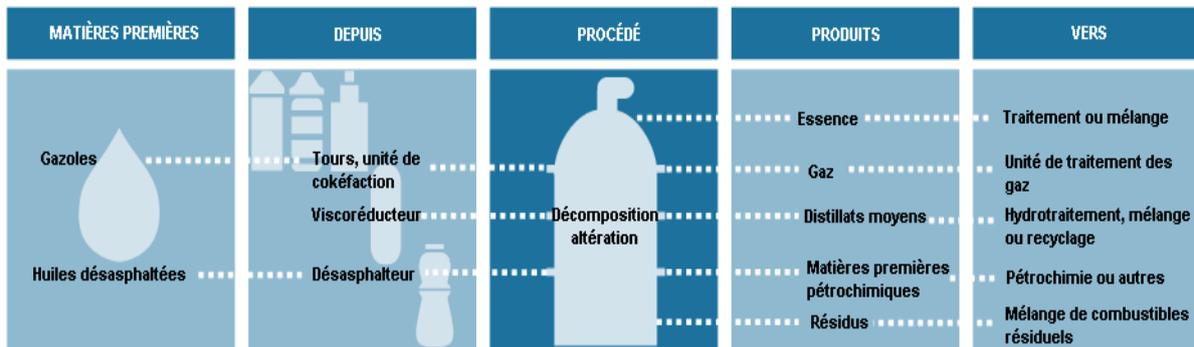
-Schéma de la cokéfaction



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

Fig.III.6: Schéma de la cokéfaction [54].

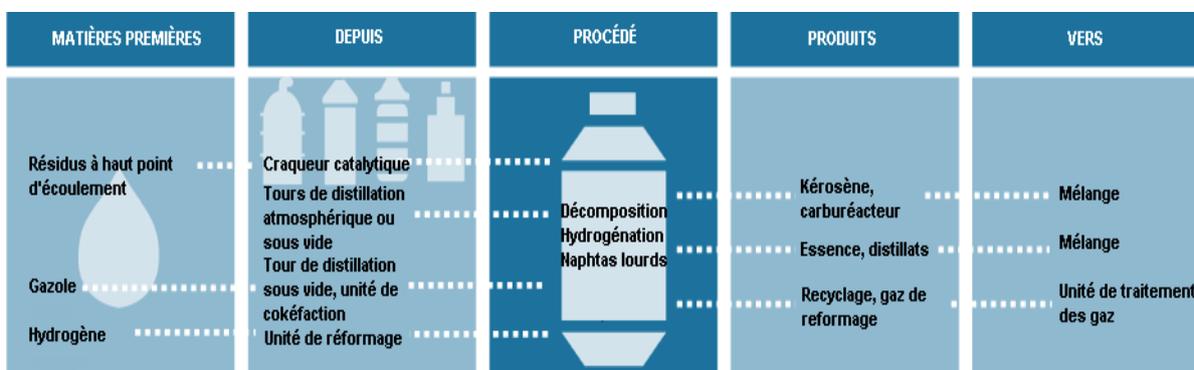
b-Les procédés de craquage catalytique



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

Fig.III.7 : Schéma du procédé de craquage catalytique [54].

c-L'hydrocraquage

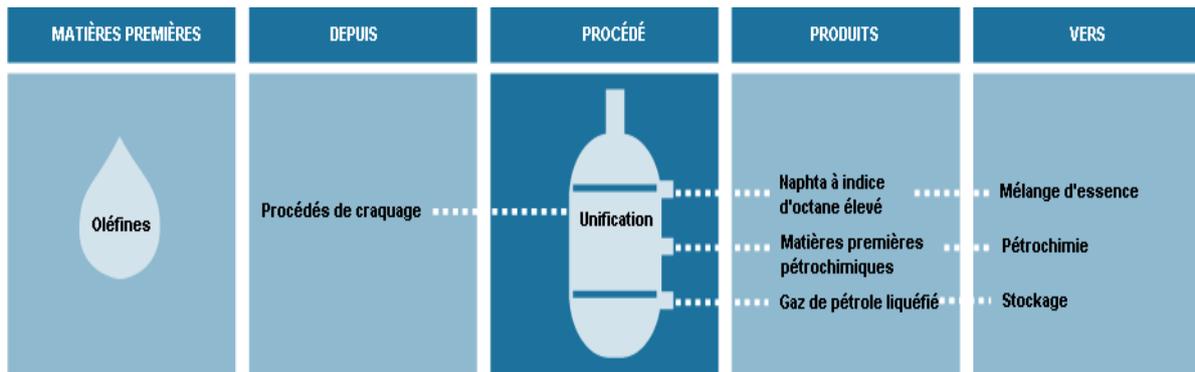


Source: d'après Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 1996.

Fig.III.7 : Schéma de l'hydrocraquage [54].

d- Les procédés de combinaison

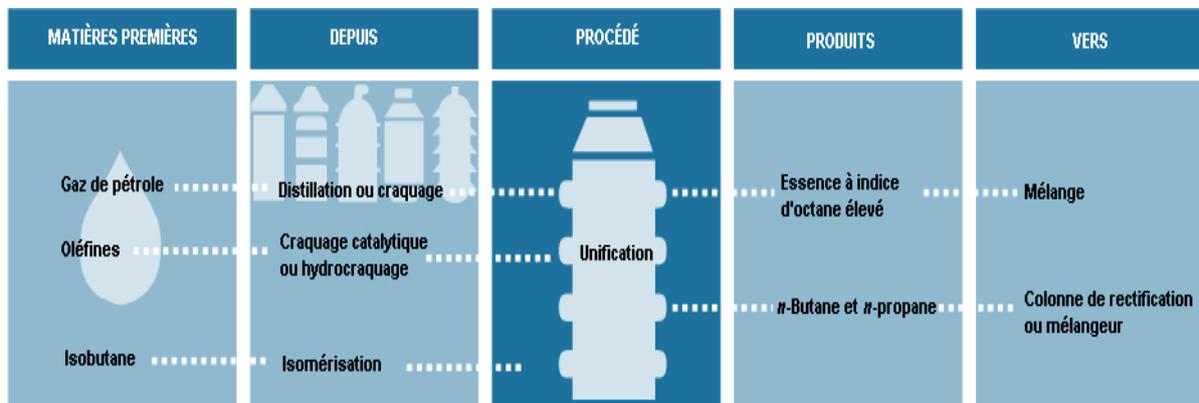
• La polymérisation



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

Fig.III.8 : Schéma de la polymérisation [55].

• L'alkylation

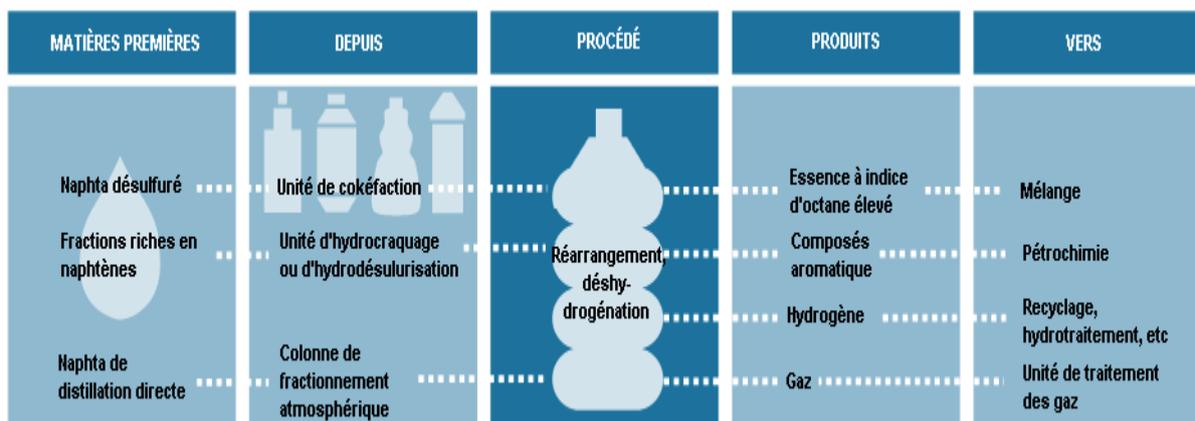


Source: d'après Occupational Safety and Health Administration (OSHA), 1996.

Fig.III.9 : Schéma de l'alkylation [55].

e- Les procédés de conversion

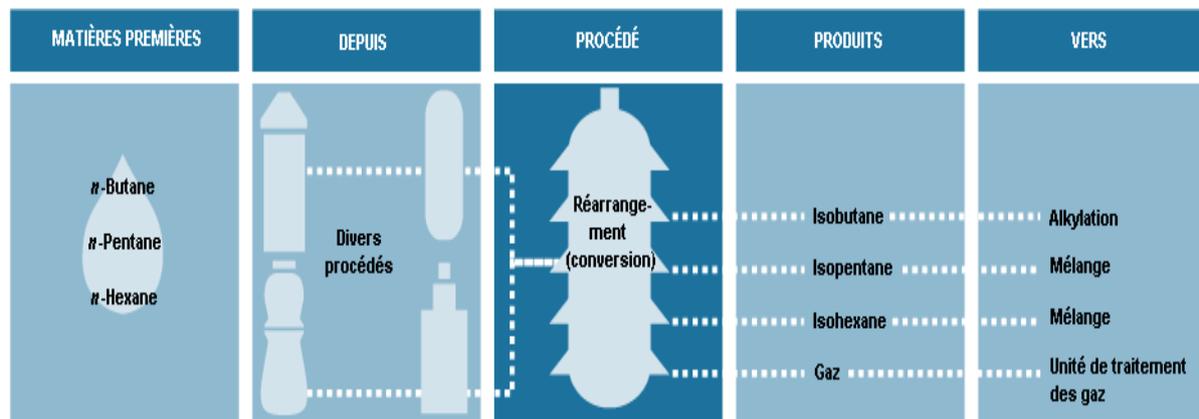
• Les procédés de reformage catalytique



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

Fig.III.10 : Schéma des procédés de reformage catalytique [55].

•L'isomérisation



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

Fig.III.11 : Schéma de l'isomérisation [55].

III.2-Les différents complexes pétrochimiques

Seulement 10 % en volume des produits pétroliers raffinés sont utilisés par l'industrie pétrochimique.

III.2.1-Activités pétrochimiques de Sonatrach

L'industrie pétrochimique exploite actuellement, deux complexes et une unité de production de Polyéthylène à Haute Densité (PEHD) à savoir :

- **Le Complexe Ethylène & dérivés (CP1K)**, situé à Skikda, produit de l'éthylène, du polyéthylène à basse densité, du Polychlorure de vinyle (PVC), de la soude et de l'acide chlorhydrique (HCL).
- L'Unité PEHD (Polymed), située également à Skikda, produit du polyéthylène à haute densité.
- **Le Complexe Méthanol & dérivés (CP1Z)**, situé à Arzew, produit du méthanol, du formaldéhyde, de la formuée et des résines. Afin de relancer la pétrochimie, l'entreprise nationale Sonatrach a adopté un plan de développement, qui vise au moins trois objectifs :
 - a-Valoriser les ressources hydrocarbures pour satisfaire les besoins du marché national en produits pétrochimiques,
 - b- Augmenter les exportations du pays,

c- Contribuer à une plus grande intégration de l'industrie nationale avec pour objectif de stimuler l'investissement en aval au niveau de la transformation finale et la création de PME /PMI. Toutes les filières sont concernées par ce programme [56].

Dans ce cadre, deux projets ont été réalisés et réceptionnés durant le dernier trimestre de l'année 2012, à savoir:

- **Complexe Ammoniac et Urée à Arzew**, en partenariat avec la société Egyptienne «Orascom Construction Industries (OCI)» d'une capacité de production de 4440 tonnes/j Ammoniac et 3450 tonnes/j Urée [56].
- **Complexe Ammoniac et Urée à Mers El Hadjadj (Arzew)**, en partenariat avec le partenaire Omanais "SuhailBahwan Group Holding/(SBGH)" d'une capacité de production de 4000 tonnes/j d'Ammoniac et 7000 tonnes/j Urée.

D'autres projets sont en phase de maturation, il s'agit de :

- Déshydrogénation du Propane et production de polypropylène (PDH/PP),
- Reformage Catalytique de naphta pour la production d'aromatique [56].

III.2.2-Institut Français du pétrole

Trois types de complexes existent produisant les grands dérivés pétrochimiques :

- **Complexes de gaz de synthèse** reposant sur le reformage à la vapeur, en développant y compris les synthèses de NH_3 et de méthanol ;
- **Complexes oléfiniques**, les plus connus, reposant sur le vapocraquage de naphta, de gazole ou du pétrole ;
- **Complexes aromatiques**, reposant sur le reformage catalytique, avec synthèses des BTEX et leurs dérivés [57].

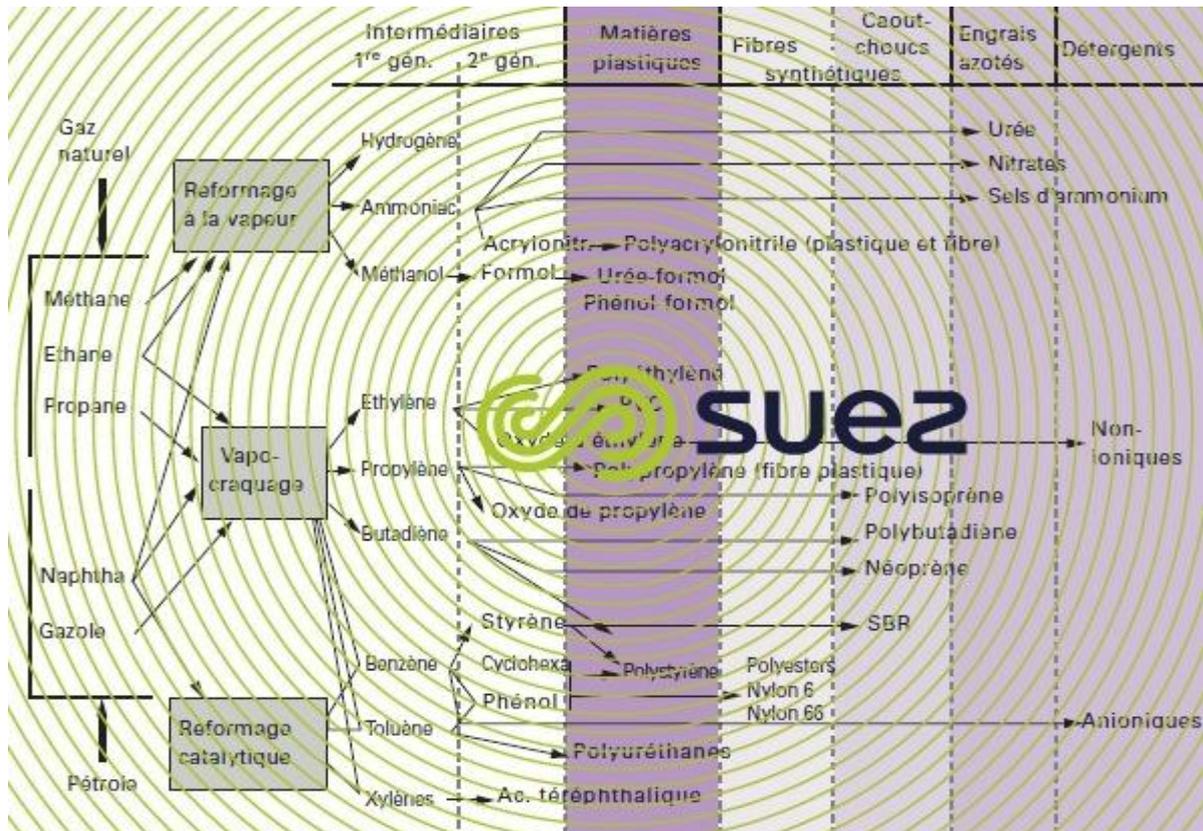


Fig.III.12 : Organisation des productions pétrochimiques (document Institut Français du Pétrole)

III.3-Les produits de la pétrochimie

La pétrochimie vise à transformer des coupes issues du pétrole ou du gaz naturel pour produire les composés chimiques de base (les grands intermédiaires) de l'industrie de la chimie, tels que les oléfines et les aromatiques.

Ces composés servent ensuite à fabriquer des produits chimiques utilisés dans de nombreux usages: plasturgie, pharmacie, agriculture, cosmétique, électronique, automobile, aéronautique, textile, etc.

Par ailleurs, la pétrochimie s'intéresse aussi à la biomasse , qui connaît un développement notable.

L'industrie pétrochimique élabore des « intermédiaires » grâce à deux procédés :

-Vapocraquage (ou craquage à la vapeur), **reformage** à la vapeur du gaz naturel ou de **naphtas** ; il produit de l'hydrogène qui sert, au-delà de son utilisation comme **vecteur énergétique** et vecteur pétrochimique dans les hydrotraitements, à la fabrication de

l'**ammoniac** puis des engrais, du méthanol et des alcools oxo, entre autres. Avec ce premier type de procédés, on obtient des **oléfines**.

-Procédés d'extraction ; pour produire des hydrocarbures dites « **aromatiques** » [57].

III.3.1-Vapocraquage

Le **vapocraquage** est un procédé pétrochimique par lequel des **hydrocarbures saturés** sont cassés en **molécules** plus petites, et souvent **insaturées**. C'est donc la source principale de production d'**alcènes** (**éthylène**, **propylène**, etc.), **monomères** à l'origine de nombreuses matières plastiques.

Les produits de départ sont généralement du **naphta**, mais peuvent également être de l'**éthane** ou du **GPL**. Mélangés avec de la vapeur d'eau, ils sont amenés à environ 800 °C par passage dans des tuyaux chauffés par des **fours**, pendant un temps très bref, inférieur à la seconde. Les produits de la réaction sont refroidis brutalement afin d'interrompre celle-ci, et d'obtenir le mélange d'**alcènes** recherché.

La composition exacte de celui-ci dépend des produits de départ, de la température des fours et du **temps de passage** dans ceux-ci. Des produits de départ légers (éthane, GPL) fourniront une plus grande quantité d'alcènes légers, alors que du naphta fournira également des composés aromatiques. Une température de craquage plus élevée ("sévérité") favorise la formation d'éthylène et de **benzène**, alors qu'une température plus basse fournit plus de **propylène**, d'hydrocarbures en C4, et de produits liquides.

Le procédé conduit généralement à un dépôt de **coke** progressif à l'intérieur des tuyaux de craquage, ce qui dégrade peu à peu la performance du procédé. Ils sont donc périodiquement décokés par passage d'un mélange air-vapeur à une température proche de 1 000 °C [57].

III.3.2-Le reformage

Le reformage a pour but de transformer une coupe pétrolière à faible indice d'octane (**naphta**) en une essence à indice d'octane élevé. Pour cela, il est nécessaire d'isomérisation des alcanes

linéaires en alcanes ramifiés et d'augmenter la teneur en composés aromatiques par déshydrogénation des cycloalcanes ou déshydrocyclisation des alcanes. Cette opération est effectuée de façon catalytique.

Le reformage s'effectue vers 530°C, donc à plus haute température que le craquage. Le reformage utilise comme catalyseur le platine, d'où le nom de « **Platforming** » donné à ce type de procédé. On obtient de 75 à 80 % d'essence reformée à haut indice d'octane, des gaz liquéfiés et environ 1 % en poids d'hydrogène, considéré aujourd'hui comme un précieux réactif pour l'épuration des produits par désulfuration. Le mélange obtenu contient beaucoup de composés aromatiques (benzène, toluène, xylènes), constituants de certaines essences et matières premières de l'industrie chimique. L'opération de reformage catalytique est conduite sous une pression de 20 à 40 atmosphères en présence d'hydrogène fabriqué par la réaction, ce qui évite la formation de coke [57].

Conclusion

-Pour conclure, nous pouvons retenir que le pétrole est une ressource épuisable puisque celui-ci met des milliers d'années à se former, et que bientôt nous ne pourrions plus utiliser ses gisements car ceux-ci sont pratiquement tous exploités par l'Homme. Son indispensabilité vient du fait qu'il nous sert pour tout dans la vie quotidienne.

En effet, nous en avons besoin pour rouler une voiture, voler en avion, s'alimenter mais aussi pour s'habiller. Etant à la base de plusieurs composants, il est traité dès son extraction dans des raffineries, puis il est mis en circulation après avoir subi des modifications ayant pour base la pétrochimie.

-Cependant de nouvelles techniques et de nouvelles énergies qui commencent à se commercialiser pourront être les nouvelles énergies de demain. Nous pouvons citer par exemple l'énergie éolienne, l'énergie solaire, ainsi que l'énergie hydraulique, qui sont toutes

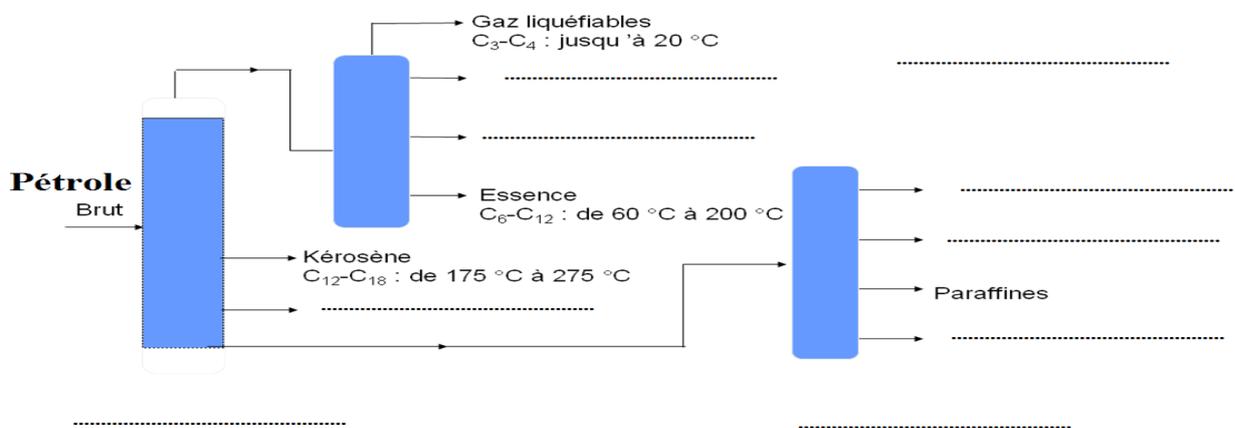
des énergies tirées de la nature, non polluantes et renouvelables. Un nouveau défi est donc lancé à l'humanité.

III.4- Exercices résolus [58].

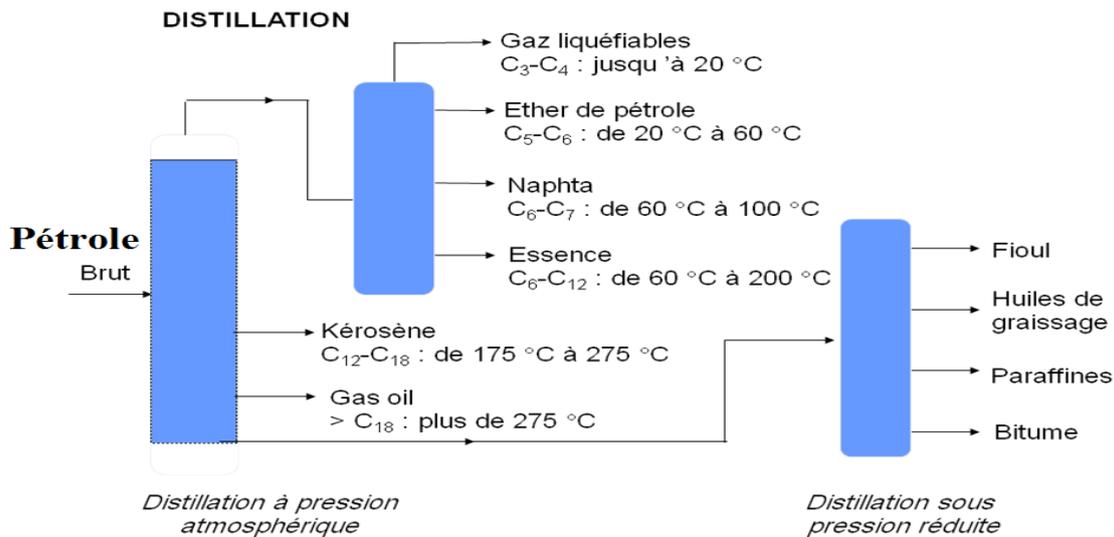
▪ Exercices n°1

La figure ci dessous présente un schéma d'un procédé industriel du pétrole.

- 1- Donner un titre de ce procédé et compléter les produits qui manquent dans la Figure ?
- 2- Décrire et expliquer le déroulement (Fonctionnement) de ce procédé ?
- 3- Comment peut-on passer à l'industrie pétrochimie à partir de ce procédé Figure, et les procédés utilisés avec explication ?
- 4- Donner un schéma qui présente cette transformation pétrole vers pétrochimie ?



♣ Solution



1-La figure est le Schéma de procédé de distillation atmosphérique et sous vide du pétrole

Figure : Schéma de procédé de distillation atmosphérique et sous vide du pétrole

Le schéma présente la distillation atmosphérique et sous vide du pétrole brute.

2-Distillation atmosphérique (c'est-à-dire à la pression atmosphérique normale) est un procédé de distillation qui consiste à séparer les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole brut. Son fonctionnement est fondé sur la différence des températures d'ébullitions. Le pétrole brute chauffé à une température près de $350-400\text{ °C}$ et on récolte les fractions la plus volatiles telle que :

*les gaz (butane, propane...), l'essence et le naphta près de 150 °C .

*les produits énergétiques (essence et kérosènes)

*les produits lourds (gasoil, fioul domestiques) qui sont redistillent à sous pression réduite.

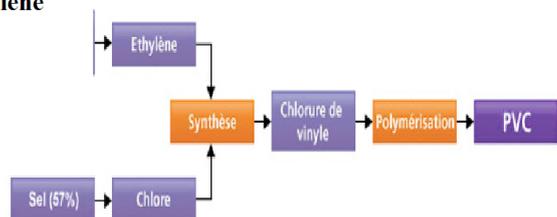
3-Lors du raffinage du pétrole, la coupe naphta issue de la distillation atmosphérique, Ce naphta peut être craqué dans un vapocraqueur pour donner des produits insaturés, fragiles et susceptibles d'être transformés en matières plastiques ainsi que d'autres produits cosmétiques et pharmaceutiques. Les produits résulte de distillation et de traitement du pétrole

tels que (éthylène, propylène) et les aromatiques sont transformés a des Dérivés de l'éthylène 100% pétrochimie (PVC, Oxyde de l'éthylène, éthanol.....): Dérivés de propylène 100% pétrochimie (oxyde de propylène alcool.....), Dérivés de benzène (Pétrochimie 90% +10% carbochimie)

Exp : Phénol. Acétone, styrène.....

4-Pétrole brute comme matière première procédé de distillation atmosphérique pour avoir les fraction telle que le naphta..., après des procédé de traitement comme craquage ,vapocraquage...pour l'obtention des alcènes ..Benzène.. les alcène se transforme a des produits finis comme pvc

Petrole brute -----Naphta-----P.Vapocraquage----- Ethylene



▪ Exercices n°2

1- Le craquage catalytique d'un alcane linéaire A se fait suivant deux réaction :

La première donne du propène et un alcane B;

La seconde donne du pent-2-ène et du dihydrogène.

a-Ecrire les équations de ces deux réactions.

b-Déterminer le nom et la formule de A puis de B.

2-Le craquage catalytique d'un alcane linéaire A se fait suivant deux réactions;

La première donne du but-2-ène et un alcane B;

La seconde donne du benzène, C₆H₆, et du dihydrogène.

a- Déterminer le nom, les formules brute, semi-développée de A et de B.

b -Ecrire les équations de ces deux réactions.

♣ Solution

1-Interprétation

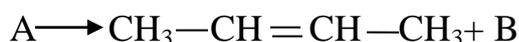


a- De l'équation de réaction (2), nous avons le vapocraquage d'un alcane, d'après la stœchiométrie, on a : $A = C_5H_{12}$ et ces équations deviennent :



b-A est le pentane, B est l'éthane

2-Interprétation



De l'équation de réaction (2), nous avons la deshydrocyclisation d'un alcane, d'après la stœchiométrie on a : $A = C_6H_{14}$ et ces équations deviennent :



A est l'hexane, B est l'éthane.

▪ Exercices n°3

Le pétrole brut est traité dans la raffinerie et les différents constituants sont séparés en coupes.

Chacune de ces coupes contient un mélange d'hydrocarbure.

1-En se référant au document-1 :

Nommer la technique utilisée pour séparer les constituants du pétrole brut en différentes coupes.

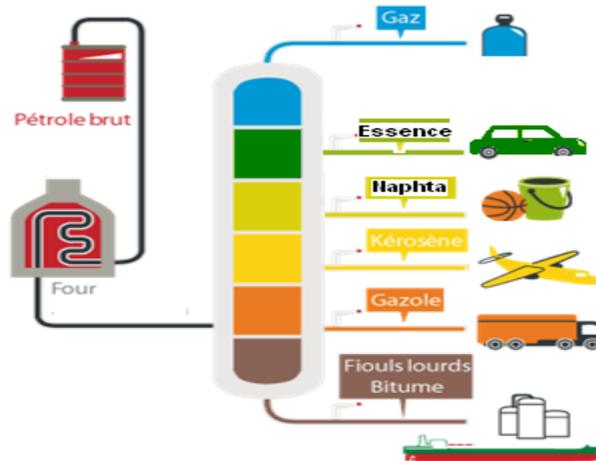
2-indiquer le constituant récupéré le premier et celui récupéré le dernier.

3-Le craquage d'heptane produit l'éthène et l'hydrocarbure (A).

a-Quelle est la formule moléculaire de l'hydrocarbure (A) ?.

b-Ecrire toutes les formules semi-développées possibles de (A) et donner le nom de chacune d'elles.

c-Préciser la relation trouvée entre les différentes structures possibles de (A) ?.



Document-1

♣ **Solution**

1- C'est une distillation fractionnée qui permet de séparer les constituants du pétrole brut en coupes.

2- Le gaz est le constituant récupéré le premier et les fiouls lourds représentent le constituant récupéré le dernier.

3.a-L'équation-bilan du craquage de l'heptane est la suivante :

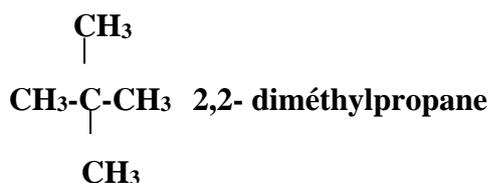
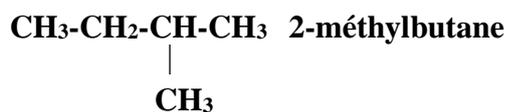


Or, dans une réaction chimique, le nombre d'atomes de chaque élément (C et H) est conservé.

Ainsi : $x + 2 = 7$; d'où : $x = 7 - 2 = 5$, $y + 4 = 16$; d'où : $y = 16 - 4 = 12$

La formule moléculaire de l'hydrocarbure (A) est donc C_5H_{12} .

b- $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$ pentane ou n-pentane



c-Ces composés ayant même formule moléculaire et différentes formules structurales sont appelés isomères.

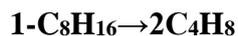
▪Exercices n°4

Par craquage du cyclooctane C_8H_{16} , on obtient uniquement un composé non cyclique (de formule C_xH_y) composé de quatre atomes de carbones.

1-Ecrire l'équation chimique du craquage réalisé.

2-Donner tous les isomères de constitution du produit de craquage ?

♣ Solution



2- Nous avons trois isomères :



Le but-2-ène est l'isomère qui présente l'isomérisie Z/E.

▪Exercices n°5

1-Le vapocraquage privilégie la transformation des alcanes en alcènes.

Quels alcènes peuvent être obtenus par vapocraquage du butane ?

2-Écrire les équations des réactions correspondantes, et nommer les produits obtenus.

♣ Solution

1 et 2- Vapocraquage du butane





Les produits sont : **but-1-ene (ou but-2-ene) et dihydrogène.**



Les produits sont : **propène et méthane.**



Les produits sont : **éthène et dihydrogène.**

III.4- Exercices non résolus [59].

▪ **Exercices n°1**

1-Définir en quelques lignes : Le Bu- Pr o , la récupération assistée, l'indice d'octane,

La T VR, la stabilisation du brut.

2-Donner l'expression des termes suivants : API , K(U.O.P).

3-Classer les produits suivants selon leur densité croissante : Bitumes, Kérosène, Huile lourde, Essence, Gasoil , Huile légère, G PL , l'ai r .

4-Donner les étapes (températures et produits) d'une distillation T B P.

5-Quelles sont les différences entre une distillation TBP et une distillation ASTM ? Ecrire la/ou les formule(s) développée(s) en donnant les noms de chaque composé pour les formules globales suivantes : $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$, C_6H_{12} .

▪ **Exercices n°2**

Indiquer les formules développées pour les composés organiques ayant les formules générales suivantes en donnant le nom du composé chimique correspondant pour chaque formule :

C_6H_{12} , C_5H_{12} , $\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$, C_5H_{10} .

▪ **Exercices n°3**

1-Ecrire les réactions de la combustion totale à 25°C du benzène C_6H_6 et du toluène C_7H_8 .

II-Calculer le pouvoir calorifique supérieur à 25°C en Kcal/Kg pour le benzène C_6H_6 et pour le toluène C_7H_8 .

On donne à 25°C : ΔH Condensation (H₂O) = -588 cal/Kg, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du benzène = 9595 cal/Kg, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du Toluène = 9686 cal/Kg.

▪ **Exercices n°4**

Ecrire la formule développée du Méthyle 2 Butène 2 .

1Kg de Méthyle 2 Butène 2 subit une Hydrogénation en présence du catalyseur correspondant

1- Ecrire la réaction de l'hydrogénation.

2- Calculer la masse du composé formé ainsi que le volume de l'hydrogène consommé dans les conditions standards (25°C et atm).

▪ **Exercices n°5**

En vue de tracer la courbe de distillation ASTM d'un gasoil ; 200ml de ce produit ont été placés dans le ballon de l'appareil de distillation ASTM, l'opération de distillation est lancée, on note chaque fois le volume de distillat recueilli et la température correspondante.

La première goutte du liquide apparaît à 40°C, enfin après avoir recueilli 180ml on remarque que la température n'augmente plus, et qu'il reste 5ml du gasoil dans le ballon.

Les résultats sont exprimés dans le tableau suivant :

| | | | | | | | | | | |
|-------------|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Volume (ml) | 0 | 20 | 40 | 60 | 80 | 100 | 120 | 140 | 160 | 180 |
| T (°C) | 40 | 60 | 75 | 85 | 95 | 100 | 110 | 120 | 135 | 180 |
| % distillat | | | | | | | | | | |

1- Etablir le bilan : (% distillat + % Résidu + % Pertes) = 100% En déduire le pourcentage des pertes.

2- Compléter le tableau précédent.

3- Trouver la température moyenne d'ébullition du gasoil si l'on admet que : $T_{éb} = (\text{Point final} + \text{point initial})/2$.

4- Tracer la courbe de distillation ASTM : $T = f(\% \text{Distillat})$.

▪ **Exercices n°6**

1- Compléter le tableau suivant :

| | | | | | |
|-----------------|--------|-------|-------|----|---|
| D_4^{15} | | 0.808 | 0.760 | | |
| Sp.Gr (60/60°F) | 0.9205 | | | | 1 |
| °API | | | | 10 | |

2- Un brut peu paraffinique , avec une constante caractéristique $K_{u.o.p} = 12$ et une densité $D_4^{15} = 0.799$.

- Trouver sa densité en °API, quelle est sa Sp.Gr . (60/60°F) ?

3- Trouver sa température d'ébullition en °C ?

4- Quel est son poids moléculaire ?

▪ **Exercices n°7**

Soit la réaction : $C(s) + H_2O(g) \longrightarrow CO_2(g) + H_2(g)$

Calculer la chaleur de réaction à pression constante à 25°C et à 300°C si on donne :

$\Delta H_f^\circ (H_2O(g)) = -242 \text{ KJ/mol}$, $\Delta H_f^\circ (CH_4(g)) = -75 \text{ KJ/mol}$,

$\Delta H_{comb}^\circ (CH_4(g)) = -803.4 \text{ KJ/mol}$. $C_p(C(s)) = 8.65 \text{ J/molK}$, $C_p(H_2O(g)) = 35.5 \text{ J/molK}$,

$C_p(H_2(g)) = 28.85 \text{ J/molK}$, $C_p(CO_2(g)) = 25.5 \text{ J/molK}$. On accepte que la combustion du méthane $CH_4(g)$ donne du $CO_2(g)$ et de $H_2O(g)$.

▪ **Exercices n°8**

D) 1 litre de carburant liquide à 15°C se compose de : 300ml de C_7H_{16} de densité 0.72 + 500ml de C_8H_{18} de densité 0.75 + 200ml de C_9H_{20} de densité 0.78.

1- Trouver la fraction massique, molaire et volumique de chaque composé.

2- Quelle est alors sa masse volumique à 15°C ?

3- Ecrire la réaction de combustion totale du mélange à 15°C.

4- En déduire la relation du pouvoir calorifique de ce carburant si l'eau produite par combustion est sous forme de vapeur.

5- Ce carburant est utilisé par une voiture ayant un moteur qui développe une puissance moyenne de 6 chevaux et consomme 10 litres de carburant / 100 Km avec un rendement mécanique égal à 75%.

6- Trouver le travail mécanique fourni par le moteur après 1h, lorsque la voiture roule à une vitesse moyenne de 100 Km/h. (la vitesse est supposée constante).

7- Quelle est l'énergie perdue sous forme de chaleur après 100 Km ? 8- En déduire le pouvoir calorifique inférieur / litre de ce carburant. On donne 1 cheval vapeur = 736 Watts.

II) Ce carburant est de l'essence de bonne qualité produite lors de la distillation atmosphérique du pétrole entre 40°C et 190°C.

Un réservoir en plastique de volume 20 litres contient 5 litres de cette essence est exposé à une température de 77°C, cela à causer une évaporation partielle du liquide égale à 6% de son volume initial.

1- Calculer dans cette condition la pression à l'intérieur du réservoir.

2- En déduire la pression partielle de chaque constituant du mélange vapeur (on supposera que leurs pressions de vapeur à l'état pur sont presque égales).

3- Les parois du réservoir supportent une différence de pression égale à 6 atm, est-ce que la température de 77°C constitue un danger ?.

4- A quelle température le réservoir va s'exploser si on accepte que le taux d'évaporation reste inchangé ? La constante des gaz parfaits : $R = 8.32 \text{ J/mol.K} = 0.082 \text{ l.atm/mol.K}$.

▪ Exercices n°9

Lors d'un craquage thermique à haute température, 1 Kg de C_7H_{16} se décompose selon la réaction suivante : $C_7H_{16} \longrightarrow C_3H_6 + A$ ----- (I)

1- Compléter la réaction (I) en donnant la formule brute du composé (A) ainsi que sa masse.

2- Le Propène C_3H_6 issu de la réaction (I) subit une hydrogénation à haute température et haute pression en présence du catalyseur ($NiCO/Al_2O_3$) pour donner un composé (B).

a- Ecrire la réaction de l'hydrogénation ----- (II)

b- Calculer la masse du composé (B) formé.

c- En déduire le volume (V) de l'hydrogène dans les conditions : $T=500^\circ C$, $P = 5atm$.

d- Les liquides obtenus de la liquéfaction des produits (A) et (B) à haute pression et basse température constituent un mélange très connu, qu'appelle-t-on ce mélange ? et quelles sont ses utilisations.

▪ Exercices n°10

Une quantité de Naphta sulfuré par la présence d'un Mercaptan de formule semi développée : (C_2H_5-S-H) à raison de 1% massique : (1Kg de $C_2H_5-S-H/100Kg$ de Naphta) l'ensemble est traité par la solution de soude caustique ($NaOH$) à 10% massique.

1- Ecrire la réaction de désulfuration du Naphta.

2- Calculer le débit massique de la solution de soude 10% nécessaire si le débit circulant du Naphta est de 1000Kg/h.

3- Quel est le débit de l'eau et du Mercaptide inerte qu'on doit purger ?

$Na=23g/mol$, $H=1g/mol$, $S=32g/mol$, $C= 12g/mol$

▪ Exercices n°11

Le gaz du gisement de Hassi R'mel est constitué des composés chimiques selon le tableau suivant :

| Composé | % molaire | % massique | Masse molaire (g/mol) |
|--------------------------------|-----------|------------|-----------------------|
| N ₂ | 5.1 | | |
| CO ₂ | | | |
| CH ₄ | 79.6 | | |
| C ₂ H ₆ | 7.4 | | |
| C ₃ H ₈ | 2.7 | | |
| C ₄ H ₁₀ | 1.4 | | |
| C ₅ H ₁₂ | 3.6 | | |
| Total | 100 | | |

1- Compléter le tableau.

2- Calculer dans les conditions Normales de (P et T) la masse volumique de ce gaz.

3- Quelle sera cette masse volumique dans les conditions suivantes :

a-(P = 1atm, T = 25°C)

b-(P = 2.5atm, T = 0°C).

c-(Conditions du gisement P = 100kg/cm², T = 200°C), le mélange des gaz se comporte comme un gaz parfait, R = 8.32j/mol.K = 0.082 l.atm/mol.K.

▪ Exercices n°12

On réalise la distillation fractionnée d'un mélange composé de trois alcanes liquides à 25°C : le pentane (1), l'hexane (2) et l'heptane (3). Le mélange a un volume V₀ = 60 mL.

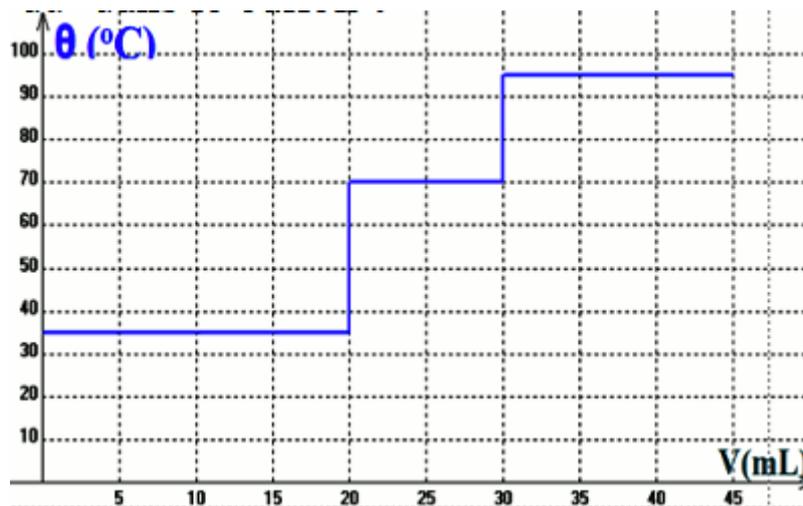
1. Quel est le but d'une distillation fractionnée et sur quel principe est-elle fondée ?

2. Rappeler comment évoluent les températures d'ébullition (θ) des alcanes linéaires en fonction du nombre « n » d'atomes de carbone qu'ils contiennent.

3. La courbe représentative de l'évolution de la température lue en haut de colonne en fonction du volume Total V de distillat recueilli figure ci-dessous. Répondre aux deux questions suivantes sans justifier :

3.a) Dans quel ordre les distillats sont-ils recueillis ? Dans chaque cas donner la température d'ébullition et le volume présent dans le ballon.

3.b) la totalité du troisième distillat a-t-elle été recueillie ? Si non, quel est le volume du résidu dans le ballon ?



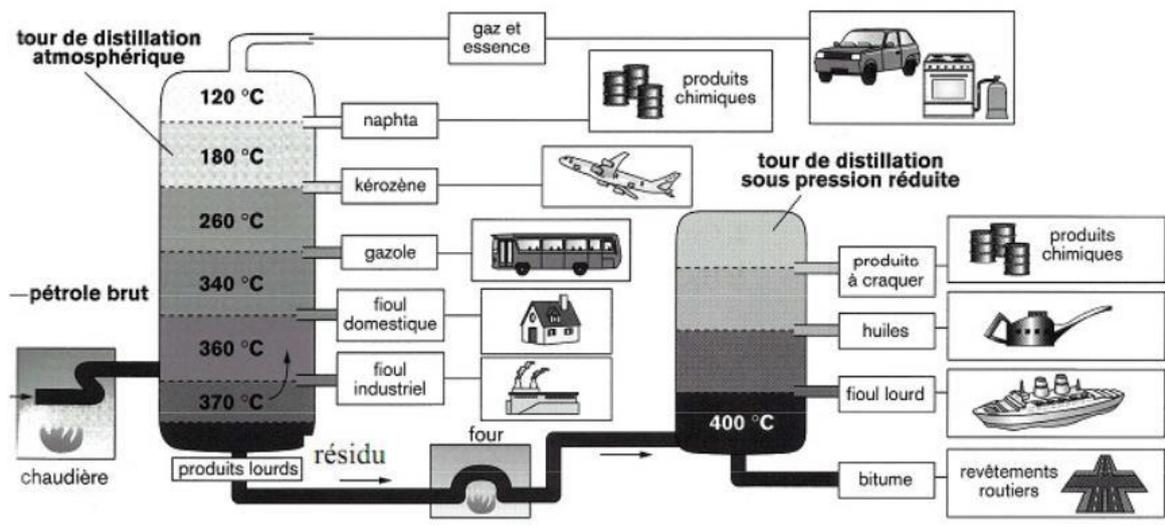
▪ Exercices n°13

La distillation fractionnée, première étape de la pétrochimie ! « La pétrochimie est la chimie des dérivés du pétrole. Elle transforme les pétroles bruts (mélanges complexes d'hydrocarbures, pour l'essentiel d'alcanes) en produits adaptés à la demande des consommateurs. L'ensemble de toutes ces opérations industrielles constitue le raffinage du pétrole. La première opération de raffinage consiste à séparer ces hydrocarbures par une distillation fractionnée. La séparation et la purification s'effectuent dans une tour de distillation : les composés les plus volatils étant recueillis en haut de la colonne. »

1) De quoi est constitué le pétrole brut ? Est-il utilisable directement après son extraction ?

2) Quelle est la première étape du raffinage du pétrole ? Quel est le rôle de cette étape ?

3) À partir du schéma ci-après, expliquer comment fonctionne une tour de distillation.



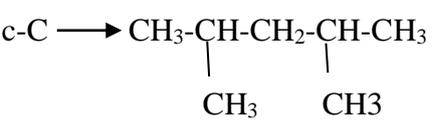
▪ Exercices n°14

Le vapocraquage privilégie la transformation des alcanes en alcènes.

- 1-Quels alcènes peuvent être obtenus par vapocraquage du butane ?
- 2-Ecrire les équations des réactions correspondantes, et nommer les produits obtenus.

▪ Exercices n°15

Compléter les équations de réaction suivantes et préciser dans chacun des cas proposés, les types de réaction : cyclisation, isomérisation et vapocraquage. Les réactifs ont tous une chaîne carbonée linéaire.



Les Références

1-Levi P.G & J.M Cullen, 2018. "Mapping global flows of chemicals: From fossil fuel feedstocks to chemical products", *Environmental Science and Technology*, Vol. 52/4, , p. 1725-1734.

2-The Future of Petrochemicals Towards more sustainable plastics and fertilisers rapport de 132 pages voir p 52 à 54, et notamment le chapitre "Air pollutants from primary chemical production".

3-Rahimi A & J.M García (2017) "*Chemical recycling of waste plastics for new materials production*", *Nature Reviews Chemistry*, Vol. 1/6, p. 1-11.

4-Chesnais F & Kim H.S (1999) *L'industrie pétrochimique en Corée et au Brésil*. Etudes du Centre de Développement Concurrence, innovation et compétitivité dans les pays en développement, 177 (lien [archive]).

5-Montpetit A, Klein J.L & Trudelle C () *Actions innovatrices dans une filière ancienne: perspective environnementale de reconversion de la pétrochimie dans l'Est de Montréal [archive]* ; Université du Québec à Montréal.

6-Soumagne J (1981) *H. Bakis et R. Guglielmo ; La pétrochimie dans le monde [archive]* commentaire/résumé du livre. *Norois*, 109(1), 123-123.

7-American Petroleum Institute, 1971: *Chemistry and Petroleum for Classroom Use in Chemistry Courses* (Washington, DC).

8-Armistead, G.J., 1950: *Safety in Petroleum Refining and Related Industries* (New York, John G. Simmons & Co., Inc).

9-Bureau international du Travail (BIT), 1994: *Inspection du travail dans l'industrie du raffinage du pétrole et dans les grandes industries pétrochimiques* (Genève).

10-D'Hertefeldt, H., Bentein, K. et Willocx, M., 1996. «Travaux de maintenance dans une raffinerie pétrolière», *Le corps au travail* (Bruxelles, Institut national de recherche sur les conditions de travail (INRCT)).

- 11-**Exxon Company, 1987: *Encyclopedia for the User of Petroleum Products* (Houston, Texas, Marketing Technical Services).
- 12-**Guéry, J. et Picot, A., 1997: «Toxicité du benzène», *Santé et travail* , n° 20, juillet, pp. 55-58.
- 13-**Kutler, A.A., 1969: «Crude distillation», dans *Petro/chem Engineering* (New York, John G. Simmonds & Co., Inc.).
- 14-**Mobil Oil Corporation, 1972: «Light products refining. Fuels manufacture», *Mobil Technical Bulletin* (Fairfax, Virginie).
- 15-**A *Mobil Guide to Health Effects of Refinery Streams* (Princeton, New Jersey). 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.
- 16-**Normand, J.C., Bergeret, A. et Prost, G., 1997: «Benzène», *Encyclopédie médico-chirurgicale. Toxicologie, pathologie professionnelle* (Paris, Editions scientifiques et médicales Elsevier).
- 17-**Organisation internationale de normalisation (ISO), 1998: *Industrie pétrolière — Terminologie — Partie 4: Raffinage* , ISO 1998-4 (Genève).
- 18-**Ostrowski, R., 1990: «Oil quenching», dans *Industrial Fire Hazards Handbook: A Guide to Fire Protection in Industry* , 3^e édition (Quincy, Massachusetts, National Fire Protection Association (NFPA)).
- 19-**Parkes, K.R., 1992: «Mental health in the oil industry: A comparative study of onshore and offshore employees», *Psychology and Medicine* , vol. 22, n° 4, pp. 997-1009.
- 20-**Rom, W.N., Lee, J.S. et Craft, B.F., 1981: «Occupational and environmental health problems of the developing oil shale industry: A review», *American Journal of Industrial Medicine* , vol. 2, n° 3, pp. 247-260.
- 21-**Salpukas, A., 1995: «New ideas for U.S. oil», *New York Times* , 16 novembre.

- 22**-Skoupy, A. et Ulrich, R., 1994: «Dispersal of chain lubrication oil in one-man chain-saws», *Forsttechnische Information* , vol. 11, pp. 121-123.
- 23**-Skyberg, K., Ronneberg, A., Christensen, C.C., Naess-Andersen, C.R., Refsum, H.E. et Borgelsen, A., 1992: «Lung function and radiographic signs of pulmonary fibrosis in oil exposed workers in a cable manufacturing company: A follow up study», *British Journal of Industrial Medicine* , vol. 49, n° 5, pp. 309-315.
- 24**-Sutherland, V.J. et Cooper, C.L., 1986: *Man and Accidents Offshore: An examination of the Costs of Stress among Workers on Oil and Gas Rigs* (Londres, Lloyd's List, Dietsmann International).
- 25**-Vervalin, C.H. (directeur de publication), 1985: *Fire Protection Manual for Hydrocarbon Processing Plants* , 3^e édition, vol. 1 (Houston, Texas, Gulf Publishing Co.).
- 26**-Wagenaar, W., Groeneweg, J., Hudson P.T.W. et Reason, J.T., 1994: «Promoting safety in the oil industry», *Ergonomics* , vol. 37, n° 12, pp. 1999-2013.
- 27**-Woods, G.M., 1984: «Oil quenching», dans *Industrial Fire Hazards Handbook: A Guide to Fire Protection in Industry*, *op. cit.* 2^e édition.
- 26**-Pierre Trambouze, *Matériels et équipements*, vol. 4, Paris, Technip, coll. « Le raffinage du pétrole », 1999, 785 p. (ISBN 2-7108-0741-6).
- 27**-Jarvholm B, Mellblom B, Norrman R, Nilsson R et Nordlinder R., *Cancer incidence of workers in the Swedish petroleum industry*, *Occup. Environ. Med.*, 1997, 54(9):686-91.
- 28**-Consonni D, Pesatori AC, Tironi A, Bernucci I, Zocchetti C et Bertazzi PA., *Mortality study in an Italian oil refinery: extension of the follow-up*, *Am. J. Ind. Med.*, 1999, 35(3):287-94.
- 29**-Crump KS., *Risk of benzene-induced leukemia: a sensitivity analysis of the pliofilm cohort with additional follow-up and new exposure estimates*, *J. Toxicol. Environ. Health*, 1994, 42(2):219-42.

30-Gouvernement du Québec, Les effluents liquides du secteur des raffineries de pétrole : Bilan de conformité environnementale de 2009 [archive] [PDF], Dépôt Légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2011, 71 p. (ISBN 978-2-550-63160-6). Voir les chap. 1.2 (*Nature des effluents*) et 1.3 (*Effets potentiels sur le milieu récepteur*).

31-Ces trois raffineries sont celles de Petro-Canada (devenue Suncor Énergie Inc. à la suite d'une fusion en août 2009), de Shell Canada Limitée, situées à Montréal-Est, et celle d'Ultramar Limitée (Valero Energy Corp.), à Lévis. Source : Gouvernement du Québec, *Les effluents liquides du secteur des raffineries de pétrole : Bilan de conformité environnementale de 2009 [archive]* [PDF], Dépôt Légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2011, 71 p. (ISBN 978-2-550-63160-6). Voir p. VII du sommaire.

32-Etude et analyse de la performance du dessaleur électrostatique de l'unité « Topping » - Raffinerie de Skikda, Université Badji Mokhtar-Annaba ,Année 2018.

33-*Toping* , N.Vérification des performances de l'unité de dessalage de RA1K, Université Abderrahmane Mira de Bejaia ,2016-2017.

34-HAMIDOUCHE, N et TAZARART,T. Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi-Messaoud), Université A.MIRA de Bejaia ,Année 2013.

35-Manuel de Formation, Exploration et Production, Les Équipements ,Les Dessaleurs.

36-J.P.WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, Edition TECHNIP 1994 – Paris, p 3 – 13.

37-P. WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 41 – 45.

38-Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC), Université A. BOUGUERRA, Boumerdes 2003-2004, Groupes : IGCR99 et IGCP99.

39-P. WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 281 – 288.

- 40-P.** WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 408.
- 41-P.** WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 290 – 338.
- 42-P.** WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 6 – 7.
- 43-R.** Abdoullaev et V.Kossiakov : Chaire de Raffinage-Pétrochimie « Théorie et calcul de la rectification des mélanges complexes ». Institut National des Hydrocarbures et de la Chimie « INHC », Boumerdes, 1977.
- 44-G.** OTHMANINE et S. MUSTAFAEF : Calcul du Topping, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie « FHC » ; Université A. BOUGUERRA, Boumerdes, 2000, p 6.
- 45-J.P.** WAUQUIER : Le Raffinage du pétrole brut, Tome 2, Procédés de Séparation, Edition TECHNIP 1998, Paris, p 223 – 228.
- 46-P.** Wuithier : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 532.
- 47-G.** Othmanine et S. Mustafaef : Calcul du Topping, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie « FHC » ; Université A. BOUGUERRA, Boumerdes, 2000, p 1.
- 48-** Manuel opératoire de l'Unité de Topping U11 (M-PROD-2), NAFTEC, Raffinerie de Skikda, 2015.
- 49-P.** WUITHIER : Le pétrole, Raffinage et Génie chimie, Tome I, Deuxième édition Technip ; Paris 1972, p 494.
- 50-ISO 15663-2,** Industrie du pétrole et du gaz naturel — Estimation des coûts globaux de production et de traitement — Partie 2: Lignes directrices relatives à l'application de la méthodologie et aux méthodes de calcul.

- 51-**P. LEPERCHEC, M. THOMAS, B. FIXARI, M. BIGOIS, ACS preprints Division of petroleum chemistry, 34, 261, (1 989).
- 52-** J. V. WEBER, M. SCHNEIDER, M. DARIF, M. SWISTEK, E. YAX, R. BERTAU, FUEL, Process. Techn. 24,27, (1990).
- 53-**M. ALULA, R. GRUBER, D.CAGNIANT, Fuel process. techn.tQ, 81, (1 988).
- 54-**M. Selva, P. Tundo, T. Foccardi, The Journal of Organic Chemistry 2005, 70, 2476-2485.
- 55-**R. V. BARBOUR, S. M. DORRENCE, T. L. VOLLMER, J. D. HARRIS, ACS Division of fuel. chemistry prepar., 21, 278, (1976).
- 56-** S. COMPIN, R. BEN AIM, P. COUDERC, J. L SAINT-ROMAIN, Fuet, Oô, 1552, (1987).
- 57-**J. B. PIERCE, New approches in CoalChemistry, b. d. Bi-AUSTEIN, B' C' BOCKRATH' S. FRIEDMAN Ed. A. C. S. Symposium, Serie 169, Amer. Chem. Soc. Washington,331, (1981).
- 58-**JOMAUX F., BABUSIAUX D. Sz VALAIS M. (1984) "Structure optimale du Raffinage en Belgique", Revue de l'Institut Français du Pétrole, Vol. 32, № 4, pp.647-664. 34.
- 59-**JOMAÛX F. (1976). L'Etude de la structure optimale de l'industrie du raffinage en Belgique", Thèse de Doctorat de spécialité, Faculté Universitaire Catholique de Mons, Décembre 1976.