

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université A. MIRA – BEJAIA

Faculté de Technologie



Département de Génie des Procédés

MEMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de master II

En **Génie des Procédés**

Option : Génie Chimique

Thème:

**Etude physico-chimique des rejets pétroliers
de l'entreprise SONATRACH de BEJAIA**

Présenté par :

MEBARKI WISSAM

Encadreur:

M^{me} K. GUESSOUM

Membres de jury :

-M^{me} N. BELHADJ	MCA à l'université de Bejaia	Présidente.
-M^{me} N. HAMOUR	MCA à l'université de Bejaia	Examinatrice.

Année Universitaire: 2020-2021

Remerciement

Avant toute autre chose, je tiens à exprimer ma profonde gratitude, à Dieu le tout puissant, qui m'a donné force, volonté, courage et patience pour mener à terme ce modeste travail.

Ce mémoire a été élaboré et finalisé avec l'aide et le soutien précieux de plusieurs personnes, que je tiens sincèrement à remercier.

Je présente mes grands remerciements à Madame GUESSOUM KHEDOUDJ d'avoir acceptée de m'encadrer et de suivre mon travail de près avec sa sérénité et sa rigueur scientifique et les conseils précieux qu'elle m'a fourni au cours de mon travail. Je lui remercie également pour la confiance et la compréhension qu'elle a toujours manifestées à mon égard. Si ce travail est mené à terme, c'est grâce à son aide et soutien. Qu'elle trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

Mes vifs remerciements vont également à tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs remarques.

Toute ma gratitude et mes remerciements vont au personnel, Ingénieurs et techniciens du laboratoire MPA, des laboratoires d'analyse d'UV-Visible et de l'infrarouge et de SAA, notamment L'HPLC. Affiliés au Département de Génie des Procédés de l'université de Bejaia.

Je tiens à remercier chaleureusement l'ensemble du personnel de la direction régional SONATRACH à Bejaia :

✓ *Laboratoire de contrôle qualité du pétrole brut :*

Monsieur BESSA Toufik Et OULHACI Djamel, A leur tête la responsable du laboratoire.

✓ *Département HSE*

✓ *Département des ressources humaines*

A Monsieur LOUIBA que je remercie énormément.

Enfin, je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers.

A MA CHERE MERE

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices. Puisse dieu, le très haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie.

A MON CHERE PAPA

Mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui sacrifie chaque jour pour me voir réussir, je tiens à te dire que jusqu'à maintenant tes conseils me suit et me guide sur le bon chemin, que dieu te garde et te protège pour nous chère papa.

AUX PERSONNES DONT J'AI BIEN AIME LA PRESENCE DANS CE JOUR

A tous mes frères : YANIS et BILAL, mes sœurs : MASSILVA et IMANE, mes cousines et cousins, ma grand-mère maternelle : ZOUINA, et mon grand -père paternelle : ALLI, je dédie ce travail dont le grand plaisir leur revient en premier lieu pour leur conseil, aides et encouragements.

A LA MEMOIRE DE MON GRAND PERE MATERNELLE : SAID

A LA MEMOIRE DE MA GRANDE MERE PATERNELLE : L'ALJA

A mes aimables amis /(es), collègues d'études que j'aime et je respecte beaucoup.

MEBARKI WISSAM

Résumé :

Le pétrole est un élément indispensable à la vie humaine, plus précisément à l'évolution de la technologie. L'exploitation de ce dernier est tellement critique et sensible mais aussi très coûteuse sur le plan financier. L'exploitation et la production des hydrocarbures nécessite des plans et des études approfondies et cela avant l'exécution, pendant, et après la chaîne de production. Ces études englobent le domaine économique, technique, et environnemental.

Le travail réalisé cible le volet environnemental, en étudiant les eaux de production pétrolière, puisqu'une partie de ces eaux accompagne le pétrole qui arrive au Terminal marin de Bejaia. Par la suite elles sont séparées et évacuées avec un système de drainage. Cela nous permet de caractériser cette eau et savoir son degré de pollution et de contamination. Car définir les constituants de cette eau nous permet par la suite de proposer des procédés de traitement adéquat à ces critères.

Plusieurs méthodes sont valables pour exécuter ce travail tel que : la mesure du : pH, la Conductivité, la Densité, les Matières en suspension, aussi la SAA pour la détermination des concentrations des métaux lourds, et l'HPLC pour la détection des hydrocarbures aromatiques polycycliques, on a aussi le suivi de l'évolution de la matière organique avec l'IR et l'UV-Visible. Toutes ces méthodes ont permis de donner un bilan sur les principaux constituants caractéristiques et les polluants dans l'eau de purge.

Mots clés: Hydrocarbures, Pétrole, Eaux de production, Eaux de purge, Environnement, Pollution...

Abstract:

Oil is an indispensable element in human life, specifically the evolution of technology. The exploitation of the latter is so critical and sensitive but also very expensive from a financial point of view. The exploitation and production of hydrocarbons requires plans and in-depth studies before execution, during and after the production chain. These studies encompass the economic, technical, and environmental fields. The work carried out targets the environmental field, studying the waters of oil production, since part of these waters accompany the oil that arrives at the Marine Terminal of Bejaia. Subsequently they are separated and evacuated with a drainage system.

This allows us to characterize this water and know its degree of pollution and contamination. Because defining the constituents of this water allows us to subsequently propose treatment processes adequate to these criteria. Several methods are valid to perform this work such as: pH, Conductivity, Density, Suspended Solids, also the concentration of heavy metals by SAA, the presence of polycyclic aromatic hydrocarbons via HPLC, we also have the evolution of organic matter with IR and UV-Visible. All these methods give us an assessment of the main constituents and characteristics of purge water.

Keywords: Hydrocarbons, Oil, Production water, Purge water, Environment, Pollution...

Liste d'abréviation

HAP : Les hydrocarbures aromatiques polycycliques.

MES : Les matières en suspension.

SOPEG : Société Pétrolière de Gérance.

GREP : Sociétés de pose.

HEH : Haoud-El-Hamra.

TMB : Terminal marin Bejaia.

RTC Bejaia : Région transport centre Bejaia.

GPL : Gaz pétrole liquéfier.

PIB : Produit intérieur brut.

L'OPEP : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole.

BTEX : Benzène, Toluène, Éthylbenzène et Xylènes.

PAH : Polycyclic aromatic hydrocarbon.

HPLC : Chromatographie liquide à haute performance.

SAA : Spectrométrie d'absorption atomique.

Listes des figures

Chapitre I : Généralités sur l'entreprise national Sonatrach et les hydrocarbures.

Figure I.1 : Les activités de SONATRACH.....	6
Figure I.2: Carte géographique représente le réseau de transport RTC Bejaia.....	7
Figure I3 : Terminal Marin de Bejaia.....	8
Figure I.4 : L'organigramme de la direction régional SONATRACH Bejaia.....	9
Figure I.5 : Types d'hydrocarbures générés à partir du kérosène en fonction de la profondeur d'enfouissement.....	14
Figure I.6 : Ensemble des hydrocarbures présents dans le pétrole brut.....	19
Figure I.7 : Schéma de l'opération des vibrations.....	26
Figure I.8 : Les principaux flux pétroliers dans le monde.....	33
Figure I.9 : Les réservoirs à toit flottant.....	35
Figure I.10 : Simple ponton.....	35
Figure I.11: Double ponton.....	35
Figure I.12: Bague de renforcement.....	36
Figure I.13: Joint mécanique.....	37
Figure I.14 : Schéma du système d'évacuation des eaux de pluie.....	37
Figure I.15 : Schéma d'une béquille.....	38
Figure I.16 : Déversoir d'injection de la mousse.....	39
Figure I.17 : Les différentes opérations que subit le pétrole à son arrivé au terminal de Bejaia.....	39

Chapitre II : Généralités sur les eaux de purge.

Figure II.1 : 16 HAP de la liste prioritaire de l'US-EPA.....	54
--	----

Chapitre III : Matériels et méthodes.

Figure III.1 : Schéma explicatif des différents points de prélèvements des échantillons.....	58
Figure III.2 : l'ensemble des échantillons de prélèvement.....	59
Figure III.3 : La mesure du PH en utilisant le PH métrique.....	61
Figure III.4 : la mesure de la conductivité via le conductimètre.....	62
Figure III.5 : La méthode de la mesure de la densité avec pycnomètre.....	63
Figure III.6 : Montage de filtration par gravité.....	64
Figure III.7 : La filtration avec du papier filtre.....	65

Figure III.8 : Le procédé de centrifugation.....	65
Figure III.9 : Schéma explicatif du fonctionnement d'une centrifugeuse.....	66
Figure III.10 : La mesure des matières en suspension.....	68
Figure III.11 : La spectrométrie d'absorption atomique (SAA).....	69
Figure III.12 : La raie de résonance.....	70
Figure III.13 : L'ensemble des échantillons durant l'analyse UV-Visible.....	70
Figure III.14 : Le spectre électromagnétique.....	71
Figure III.15 : Principe du spectrophotométrie UV-Visible mono-faisceau.....	72
Figure III.16 : Schéma du principe du spectromètre infrarouge.....	74
Figure III.17 : L'appareil de la chromatographie liquide à haute performance durant l'exécution de l'analyse.....	77
Chapitre IV : Résultats et discussion.	
Figure IV.1 : Les courbes de la variation du PH en fonction des nombres de Filtrations.....	79
Figure IV.2 : Les courbes de la variation de la conductivité en fonction des nombres de filtrations.....	80
Figure IV.3 : Les courbes de la variation de densité en fonction des nombres de filtrations.....	81
Figure IV.4 : Les courbes de la variation de la matière en suspension en fonction des nombres de filtrations.....	82
Figure IV.5 : Les spectres de l'échantillon aE1, bE2, cE3, dE4, eE5 en fonction de nombre de filtration.....	84
Figure IV.6 : les courbes de la variation de la matière organique en utilisant l'infrarouge.....	85
Figure IV.7 : Les spectres de l'ensemble des échantillons E1, E2, E3, E4, E5des hydrocarbures aromatiques polycycliques.....	86

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur l'entreprise national Sonatrach et les hydrocarbures.

Tableau I.1 : La variation de la nature du produit final en fonction de la température et de la profondeur.....13

Tableau I.2 : La composition élémentaire des pétroles bruts.....15

Tableau I.3 : La composition chimique moyenne du pétrole.....16

Tableau I.4 : Les composés sulfurés.....17

Tableau I.5 : Classification industrielle des pétroles bruts.....20

Tableau I.6 : Pétrole : production en milliers de barils par jour.....41

Tableau I.7 : Pétrole : consommation en milliers de barils par jour.....42

Tableau I.8 : Domaine d'utilisation des produits pétroliers.....44

Tableau I.9 : Les principaux produits dérivés du pétrole.....45

Tableau I.10 : Les conséquences des hydrocarbures sur l'environnement et l'être Humain.....47

Chapitre II : Généralités sur les eaux de purge.

Tableau II.1 : La toxicité des hydrocarbures aromatiques polycycliques.....53

Chapitre III : Matériels et méthodes.

Tableau III.1 : Le matériels utilisés dans l'ensemble des analyses effectuer.....56

Tableau III.2 : Les produits chimiques utilisés dans les différentes analyses.....57

Tableau III.3 : La référence de chaque point de prélèvement.....59

Tableau III.4 : La nature de l'eau en fonction du PH.....60

Tableau III.5 : Les paramètres de détection des 15 hydrocarbures aromatiques polycycliques.....76

Chapitre IV : Résultats et discussion.

Tableau IV.1 : L'absorbance des métaux lourds dans chaque échantillon.....83

Sommaire

Introduction.....	1
Chapitre I : Généralités sur l'entreprise Sonatrach et les hydrocarbures	
I. Présentation de l'entreprise nationale SONATRACH.....	4
I.1.Introduction.....	4
I.2.Naissance de SONATRACH.....	5
I.3.Description du Terminal Marin de Bejaia.....	6
I.4.Organisation de la direction Régional de Bejaia.....	9
II.1. L'histoire du pétrole.....	10
II.2. La formation du pétrole.....	11
II.2.1. La phase d'accumulation de matière organique.....	11
II.2.2. La phase de maturation en hydrocarbures.....	12
II.2.3. La phase de migration et piégeage.....	13
II.3. La composition du pétrole.....	15
II.3.1. Les hydrocarbures.....	15
II.3.2. Les composés soufrés.....	15
II.3.3. Hydrocarbures aliphatiques.....	16
II.3.4. Hydrocarbures cycliques.....	16
II.3.5. Hydrocarbures mixtes.....	17
II.3.6. Composés sulfurés.....	17
II.3.7. Composés azotés.....	18
II.3.8. Composés oxygénés.....	18
II.3.9. Composés métalliques.....	18

II.4.1.	Classification industrielle.....	20
II.4.1.1.	Un pétrole léger.....	20
II.4.1.2.	Un pétrole lourd.....	20
II.4.2.	Classification chimique.....	20
II.4.3.	Classification technologique.....	21
II.4.4.	Influence du facteur géologique sur la classification du pétrole.....	21
II.4.4.1.	Les gisements de pétrole léger.....	21
II.4.4.2.	Les gisements de pétrole moyen.....	21
II.4.4.3.	Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd.....	21
II.4.4.4.	Les gisements de bitume.....	21
II.5.	Les propriétés physico-chimiques du pétrole.....	22
II.5.1.	Densité.....	22
II.5.2.	Viscosité.....	22
II.5.3.	Tension de vapeur RIED.....	22
II.5.4.	Masse molaire.....	23
II.5.5.	Teneur en soufre.....	23
II.5.6.	Teneur en eau et sédiments.....	23
II.5.7.	Teneur en sels.....	24
II.5.8.	Point d'éclair.....	24
II.5.9.	Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement.....	24
II.6.	Les étapes d'exploitation du pétrole.....	25
II.6.1.	Recherche des gisements.....	25
II.6.2.	Forage.....	26
II.6.2.1.	Principe de prospection.....	26
II.6.2.2.	Appareil de forage.....	27
II.6.2.3.	Les étapes du forage.....	28
II.6.2.4.	Puits.....	28

II.7. Prétraitement	28
II.7.1. Manifolds	29
II.7.2. Séparation LDHP2	29
II.7.3. Unité de séparation LDHP1	30
II.7.4. Unité de séparation LDBP	30
II.7.5. Unité de séparation 2° étage	30
II.7.6. Unité de séparation 3° étage	31
II.7.7. Réservoirs dégazeurs (RD)	31
II.7.8. Stockage (RS)	31
II.7.9. Pomperie d'expédition	31
II.7.10. Unité de dessalage	31
II.7.11. Unité de stabilisation	32
II.7.12. Unité de topping (RHM1)	32
II.8. Transportt	32
II.8.1. Par voie terrestre	32
II.8.2. Par voie maritime	33
II.9. Stockage	33
II.9.1. Les réservoirs à toit flottant	34
II.9.1.1. Toit à flotteur unique (simple ponton)	35
II.9.1.2. Toit à double flotteur (double ponton)	35
II.9.1.3. Accessoires	36
II.10. Le sort du pétrole à l'arrivé au Terminal de TRC-BEJAIA	39
II.11. Le taux de consommation et de production du pétrole	39
II.12. Influence des hydrocarbures sur l'économie nationale	43
II.13. Domaine d'application des hydrocarbures	44
II.13.1. Transport	46
II.13.2. Puissance industrielle	46
II.13.3. Chauffage et éclairage	46

II.13.4. Lubrifiants.....	46
II.13.5. Industrie pétrochimique.....	46
II.13.6. Utilisation des sous-produits.....	46
II.14. Les hydrocarbures ; entre la santé environnemental et humaine.....	46
Chapitre II : Etude Technique et scientifique d'eau de purge	
II.1. Généralités sur les eaux.....	48
II.2. Les eaux de purge de l'industrie pétrolière.....	49
II.2.1. Production et origine d'eau de purge.....	49
II.2.2. La qualité des eaux de purge.....	50
II.3. Les hydrocarbures aromatiques polycycliques.....	51
II.3.1. Structure chimique et formation des hydrocarbures aromatiques polycycliques.....	51
II.3.2. Toxicité des hydrocarbures.....	52
II.3.3. Dégradation des hydrocarbures aromatiques polycycliques.....	54
II.4. Les métaux lourds.....	55
Chapitre III : Matériels et méthodes	
III.1. Matériels et produits physico-chimiques utilisés.....	56
III.2. Echantillonnage.....	57
III.3. Méthodes physico-chimiques.....	60
III.3.1. Le pH : Détermination du pH : méthode électrométrique.....	60
III.3.1.1. Principe.....	60
III.3.1.1.2. Mode opératoire.....	60
III.3.2. La conductivité.....	61
III.3.2.1. Appareillage.....	62
III.3.3. La densité.....	62
III.3.4. La filtration.....	63
III.3.5. La centrifugation.....	65
III.3.5.1. Principe de la technique.....	66

III.3.6. La matière en suspension (MES).....	66
III.3.6.1. Détermination des solides en suspension par la méthode gravimétrique...	67
III.3.6.2. Matériels utilisés.....	67
III.3.6.3. Mode opératoire.....	68
III.3.7. La spectrométrie d'absorption atomique (SAA).....	69
III.3.8. L'UV-Visible.....	70
III.3.8.1. Domaine UV-Visible de la spectrophotométrie.....	70
III.3.9. Le spectre photométrie infrarouge (IR).....	72
III.9.1. Principe de la spectroscopie infrarouge.....	73
III.10. La chromatographie en phase liquide à haute performance.....	74
Chapitre IV : Résultats et discussion	
IV.1. Le potentiel d'hydrogène (PH).....	78
IV.2. La conductivité	79
IV.3. La densité.....	80
IV.4. Matière en suspension (MES).....	81
IV.5. Spectrométrie d'absorption atomique (SAA).....	82
IV.6. UV-Visible.....	83
IV.7. La Spectroscopie infrarouge (IR).....	84
IV.8. La chromatographie liquide à haute performance (HPLC).....	85
Conclusion et perspectives	87

Introduction

Introduction

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphténiques, aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), une ressource naturelle non renouvelable [1]. Cette huile minérale qui fournit la grande majorité des carburants liquides actuels constitue l'un des piliers de l'économie mondiale et une ressource majeure de l'industrie [2].

L'Algérie figure sur l'échelle mondiale avec des réserves moyennes en pétrole brut contenu dans une multitude de gisements éparpillés à travers le bassin saharien. Le principal d'entre eux est le gisement de HASSI-MESSAOUD [1].

En Passant par la structure géologique, on doit définir les réservoirs dans lequel ce précieux séjourne jusqu'à son exploitation. Les réservoirs sont les roches dans lesquelles circulent et s'accumulent les fluides. La notion de réservoir exprime une qualité intrinsèque de la roche dans laquelle interviennent la perméabilité et la porosité. Le pétrole, les gaz, l'eau migrent dans les milieux poreux et perméables des roches sédimentaires. Ces circulations sont provoquées et maintenu grâce aux modifications incessantes à l'échelle des temps géologiques de la forme des bassins [3].

On ne peut pas citer un élément énergétique sans devoir passer par le fameux liquide vital, l'eau ; l'élément indispensable dans les cycles vitaux de : l'environnement, être humain, et d'autres organismes vivants... L'eau est une ressource indispensable dans la plupart des filières énergétiques.

Elle est utilisée dans la génération d'électricité pour refroidir les centrales, dans l'extraction des énergies fossiles, dans le raffinage du pétrole et aussi dans l'irrigation des cultures destinées à la production de biocarburants.

Le « stress hydrique » de la planète est accentué par l'augmentation de la population et par les effets du réchauffement climatique, cela impose une gestion durable de cette eau [4].

Dans les exploitations pétrolières classiques assistées par injection d'eau, on estime généralement qu'il faut de 1 à 3 barils d'eau par baril de pétrole produit. Parfois cette eau d'injection provient des puits.

Les réservoirs de pétrole contiennent en effet beaucoup d'eau : en moyenne, 3 à 5 barils d'eau pour 1 baril de pétrole, donc généralement plus que nécessaire.

Cette eau, naturellement mélangée au pétrole, est appelée « eau de production ». Lors des opérations d'extraction, elle est alors réinjectée dans le puits selon les besoins. Dans le cas contraire cette eau subit un traitement adéquat avant d'être évacué dans l'environnement. En respectant les seuils réglementaires [5].

On peut retenir que la production pétrolière est souvent accompagnée par des rejets tels que les eaux de formation extraites avec le brut et éventuellement les boues de forage.

Les eaux de production, qui ont séjourné dans le réservoir, ont été en contact avec l'huile, le gaz et la roche. L'aspect qualitatif et quantitatif de ces eaux dépend donc de leur origine :

- ✓ Région,
- ✓ Géologie de la formation
- ✓ Types de fluides
- ✓ Procédé de récupération
- ✓ Conditions d'exploitation...

Une eau de production peut donc typiquement contenir des :

- ✓ **MES** : minérales (argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, de sulfate et de fer...) et organiques (émulsions résiduelles, bactéries, asphaltènes...)
- ✓ **Sels dissous de différentes natures**
- ✓ **Métaux lourds et radioactifs**
- ✓ **Produits organiques dissous** : hydrocarbures notamment BTEX, **HAP**, phénols et naphthalènes.
- ✓ **Bactéries et des résidus de l'activité bactérienne** : biofilm, FeS, etc.
- ✓ **Des gaz dissous** : CO₂, O₂, H₂S, etc.

Ces eaux sont par conséquent corrosives, instables, huileuses mais sont également biologiquement actives, toxiques et leur salinité peut atteindre la saturation [6].

On peut deviner que par conséquent, l'eau de drainage des réservoirs de stockage dans le Terminal marin de Bejaia peut être un mélange des :

- ✓ Eaux de production
- ✓ Eaux d'injection
- ✓ Eaux pluvial.

Dans le but de définir les caractéristiques et les différents constituants de cette eau de drainage on a réalisé ce travail, qui est par la suite divisé principalement en quatre chapitres :

- Chapitre I : débute avec une présentation de l'entreprise nationale Sonatrach et par la suite traite les généralités sur les hydrocarbures, puisque au départ on avait dans le gisement un mélange non miscible constitué du : gaz, pétrole, eau. Cela nous a poussés à définir chaque constituant de ce mélange.
- Chapitre II : ce dernier est consacré pour les eaux de purge, afin de définir les critères essentiels de cette matière.
- Chapitre III : ce chapitre est celui des matériels et méthodes utilisés pour réaliser ce travail.
- Chapitre IV : dans ce dernier chapitre on trouve les résultats qu'on a récupérés à la fin de l'exécution du travail. Et notamment l'interprétation de ses derniers.

Avant de passer aux différents chapitres on a défini La SONATRACH ; l'entreprise qui à collaborer avec la réalisation de ce travail.

Et puis vers la fin il est nécessaire de conclure ce travail avec une conclusion générale qui répond au but initial.

CHAPITRE I

Généralités sur l'entreprise Sonatrach et les hydrocarbures.

I. Présentation de l'entreprise nationale SONATRACH

I.1. Introduction

Les premières explorations des gisements en Algérie commencèrent vers la fin des années 1890, dans le bassin du CHELIFF, mais le premier gisement ne fût découvert qu'en 1948 à OUED –GUETIRINI, près de SIDI AISSA, à 150 Km d'Alger. Avant cela, deux puits de moindre importance furent découverts. Dans les années 1950, les travaux d'exploration s'étendirent au Sahara avec la découverte de plusieurs gisements de pétrole et de gaz naturel. Ainsi, entre 1953 et 1957 furent découverts les champs d'huile de EDJELAH, de HASSI MESSAOUD et de ZARZAITINE ainsi que les champs de gaz de HASSI R'MEL et de IN AMENAS.

La majorité des gisements d'huile et de gaz découverts à ce jour sont situés dans la partie Est de la plate-forme saharienne. De ce fait, construire une canalisation allant de HASSI MESSAOUD jusqu'à la côte algérienne était un indispensable pour entamer l'exportation du pétrole en Europe. Le choix de la destination marine algérienne est porté sur BOUGIE, actuelle BEJAIA.

L'exécution de tous les travaux nécessaires au transport des hydrocarbures, la réalisation de ces transports, ainsi que toutes les études et opérations était le rôle de La Société Pétrolière de Gérance SOPEG.

Un oléoduc, d'une longueur de 668 Km, a été alors réalisé, pour le compte de SOPEG, par les sociétés de pose SOCOMAN pour le lot Nord et GREP pour le lot Sud, reliant HEH au Terminal Marin de Bougie.

A partir de là, il est transporté dans des bateaux pétroliers vers la France. SOPEG avait à gérer l'oléoduc, ainsi que trois stations de pompage sises sur le tronçon du pipeline, un parc de stockage au TMB composé de 16 bacs ainsi qu'un port pétrolier avec trois postes de chargement.

Aujourd'hui, SOPEG est devenue la Direction Régionale de Bejaia, une des sept régions composant l'activité Transport par Canalisation de l'entreprise nationale SONATRACH [7].

I.2. Naissance de SONATRACH

La Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures « SONATRACH » a été créée par décret N°63/491, Le 31 décembre 1963.

Elle avait pour mission de prendre en charge le transport et la commercialisation des hydrocarbures dans un contexte marqué par la mainmise des compagnies étrangères.

Et en 1985, SONATRACH s'est remaniée et s'est mise sur de nouvelles bases qui constituent les nouvelles activités qui sont :

- ✓ Exploitation et recherche
- ✓ Exploitation des systèmes d'hydrocarbures
- ✓ Exploitation des systèmes et transformation de gaz
- ✓ Le transport par canalisation
- ✓ La commercialisation.

A travers cette transformation structurelle et fonctionnelle, un nouvel organigramme du groupe s'est constitué mettant en relief les quatre activités principales, à savoir (Figure 1):

- ✓ Transport par Canalisation :
 - Stockage d'hydrocarbures liquides en amont et en aval.
 - Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux, depuis les lieux de la production primaires, à travers le réseau secondaire et principal
 - Le chargement des navires pétroliers.
- ✓ Amont :
 - Exploration.
 - Recherches et développement.
 - Production.
 - Forage.
 - Engineering ET construction.
- ✓ Aval :
 - Liquéfaction du gaz naturel. - Séparation des GPL.
 - Raffinage du pétrole.
 - Pétrochimie. : activité de la SONATRACH
 - Études et développement de nouvelles technologies

- ✓ Commercialisation :
 - Commercialisation extérieure.
 - Commercialisation sur le marché intérieur.
 - Transport maritime des hydrocarbures.

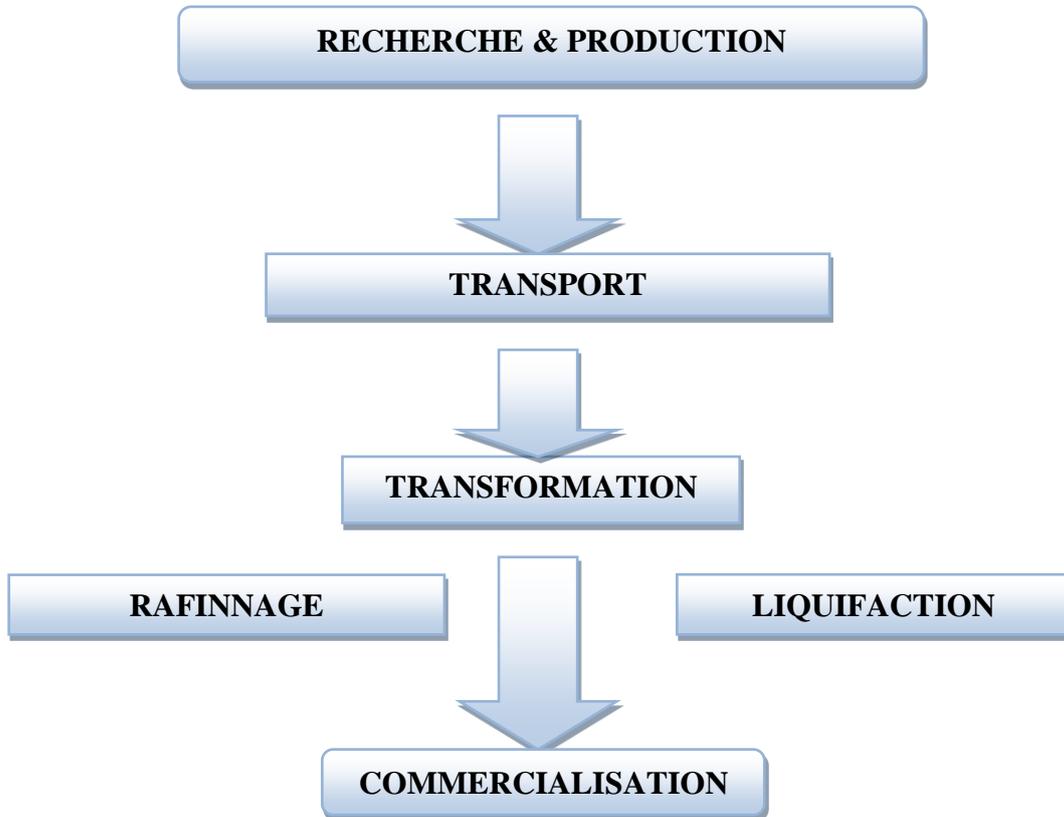


Figure I.1. : Les activités de SONATRACH.

I.3. Description du Terminal Marin de Bejaia

Le Terminal Marin de Bougie comporte :

- Les Parcs de stockage Nord et Sud, avec leurs installations d'exploitation.
- Le réseau des collecteurs reliant les Parcs au Port.
- Le Port avec ses installations de réception des navires et tout l'équipement de manipulation du pétrole.
- Selon un réseau de transport permettant le transport du sud vers le nord, schématisé dans la figure 2 :

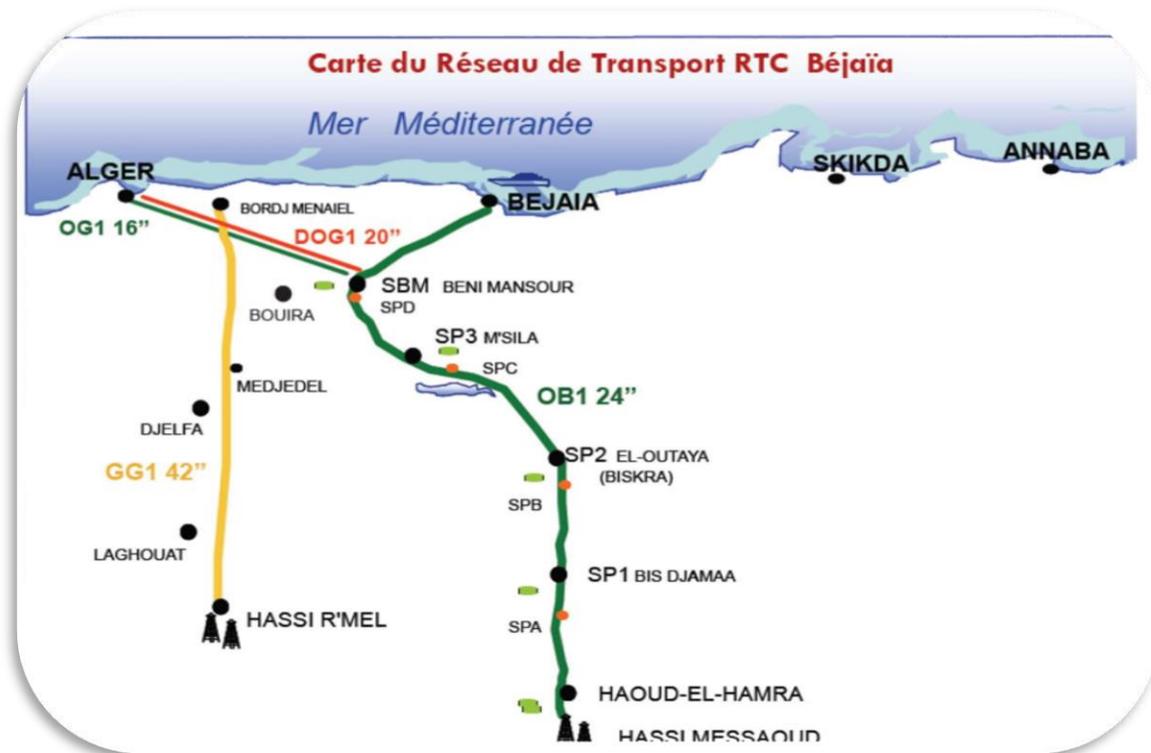


Figure I.2.: Carte géographique représentant le réseau de transport RTC Bejaïa.

Le parc Nord comprend 12 réservoirs à toit flottant de 35.000 m³ de capacité, tandis que le Parc Sud comprend en l'état actuel, 4 réservoirs de 50.000m³, illustré dans la figure 3.

Chacun des parcs de stockage se compose des installations de stockage proprement dites :

- **Le manifold :** permet les manœuvres suivantes :
 - Envoi du brut arrivant par la ligne vers l'un quelconque des réservoirs.
 - Vidange d'une quelconque capacité de stockage par une ou deux pompes fonctionnant en parallèle.
 - Transvasement éventuel d'un réservoir sur l'autre.
- **La pomperie :** composée essentiellement de 7 électropompes.
- **La centrale électrique :** composée de 2 groupes thermiques générateurs à gaz, turbines, alternateurs fournissant chacun 1.500 KW de puissance active et d'un poste de transformation haute tension.

- **La Tour de Contrôle :** le poste d'exploitation centralise du Parc de stockage. Permettant une surveillance facile et donnant d'excellentes vues sur l'ensemble du Port et des Appontements. Cette salle rassemble les installations de contrôle :
 - Pression et débit à l'arrivée de la ligne;
 - Télé-jaugeage des réservoirs avec affichage automatique lumineux;
 - Pression dans les conduites de chargement, etc...
 - Installations de télécommande des vannes.

- **Un bac 4Y1 :** à toit fixe de capacité de 2900 m³ utilisé pour emmagasiner le brut et le condensat en cas de surpression et lors de nettoyage des bacs [8].

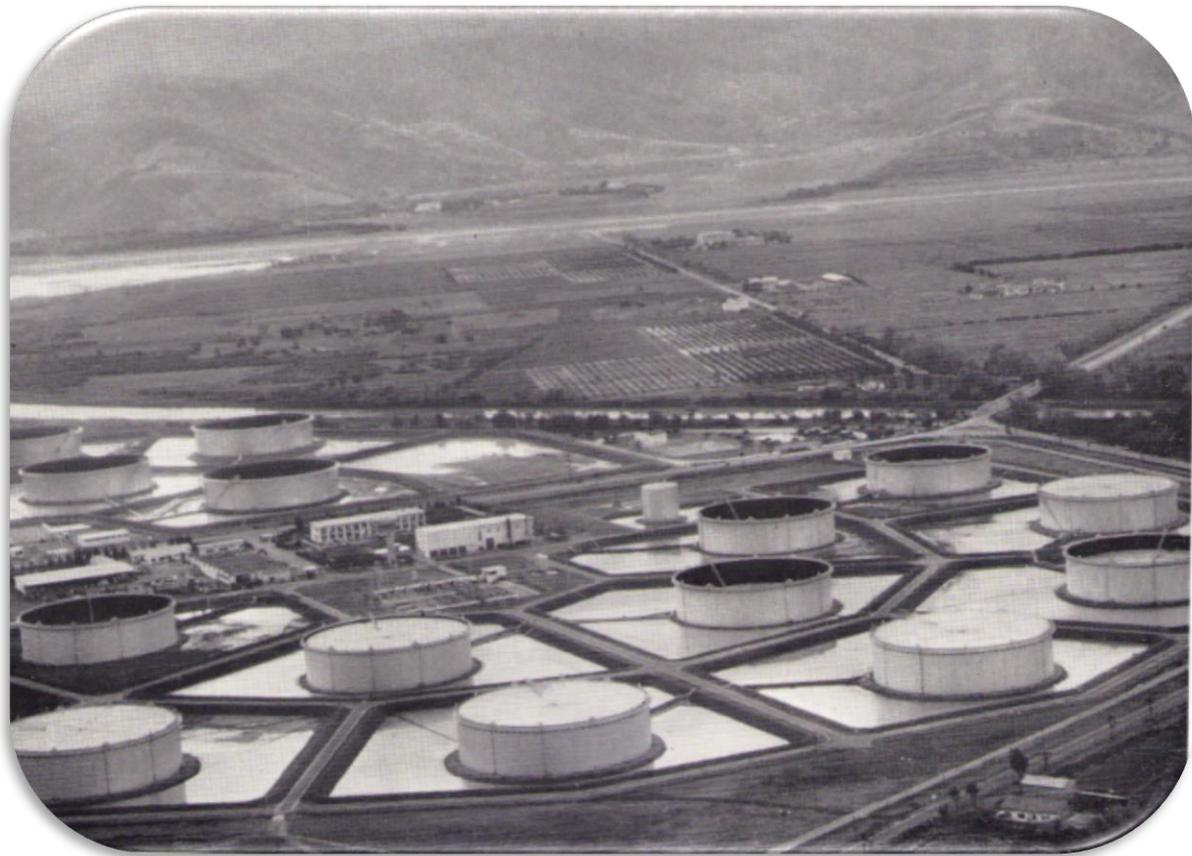


Figure I.3. : Terminal Marin de Bejaia.

I.4. Organisation de la Direction Régionale Bejaïa [8]

La direction régionale Bejaia représente l'une des directions de la société national SONATRACH qui exerce ses activités dans la wilaya de Bejaia selon une répartition administratif définie comme suite dans la figure 4 :

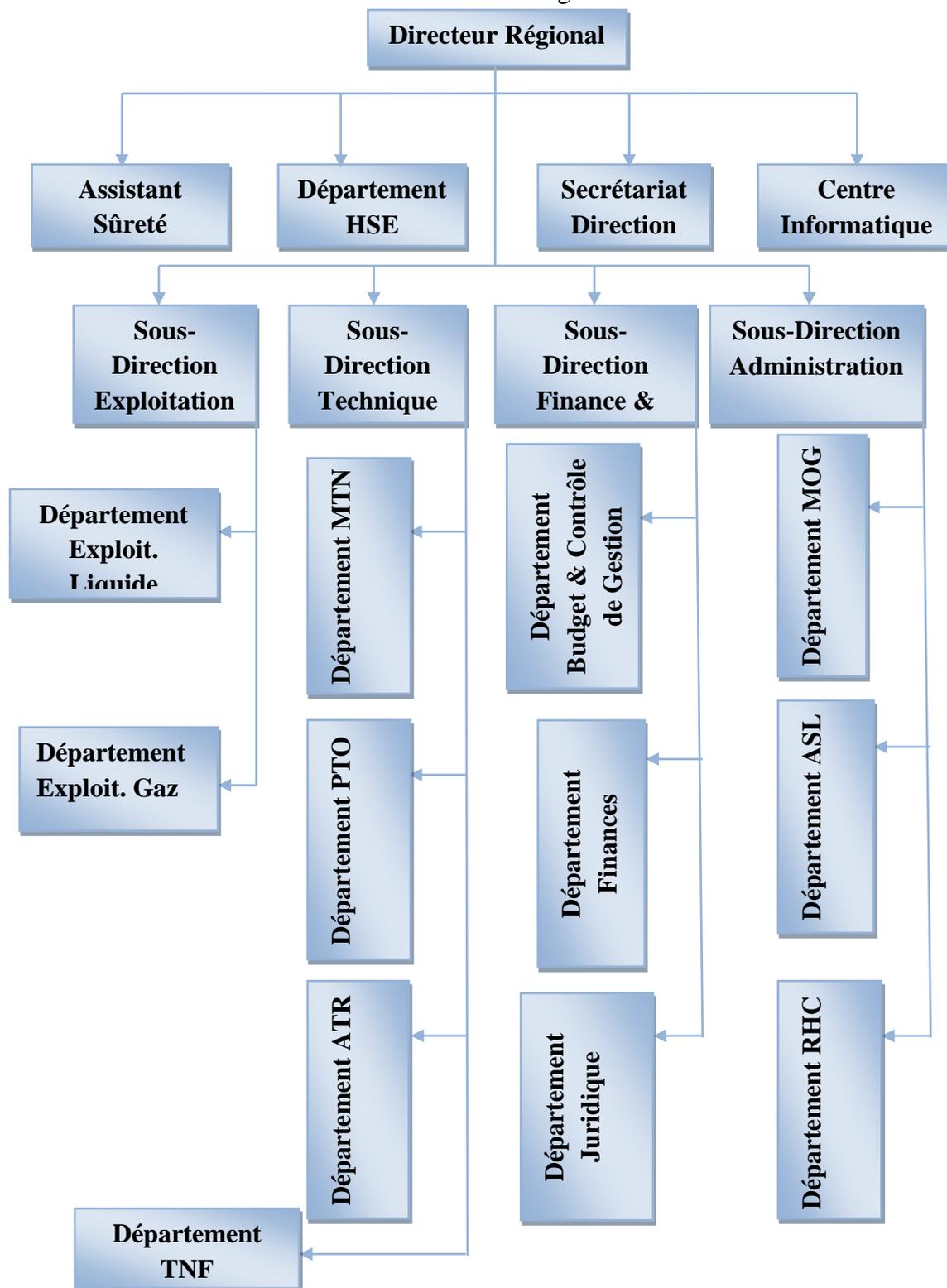


Figure I.4. : L'organigramme de la direction régional SONATRACH à Bejaia.

II.1. L'histoire du pétrole

« Pétrole » est issu de deux mots latins « Petra » et « Oleum » et signifie littéralement « huile de pierre », généralement plus léger que l'eau de densité qui varie entre $0,7 \div 0,9$ [9].

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut ». Le pétrole est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie [10].

Le forage du premier puits destiné à la production de pétrole a été fait par le « colonel Drake » en 1859 près de Titusville (Pennsylvanie). Dès les années 1950, il constitue la première source d'énergie dans le monde et en parallèle décroît l'utilisation du charbon qui était en premier range. De ce fait le pétrole est devenu le véritable vecteur de la révolution industrielle, il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre... [11].

Le pétrole brut regroupe une grande variété de fluides riches en hydrocarbures qui se sont accumulés dans les réservoirs souterrains. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs. Les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège : la fuite du pétrole - moins dense que l'eau est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (dôme anticlinal, biseau de sables dans des argiles) [12].

Ce dernier présente des propriétés considérablement simples: couleur, odeur, et débit qui reflètent la diversité de l'origine du pétrole. Ces derniers sont détectables en utilisant une série d'analyses, d'où on peut également détecter d'autres types moléculaires présents dans le pétrole brut, qui comprennent des composés de l'azote, l'oxygène, le soufre les métaux (en particulier nickel et vanadium), ainsi que d'autres éléments [13].

Ce dernier subit plusieurs procédés et analyses dès sa récupération des puits de forage, afin de récupérer à la fin les diverses coupes pétrolières sous la plus simple forme possible ; cela va faciliter l'exploitation de cette gamme de produits pétroliers en terme d'installation, coût et d'énergie [14].

La variation des composants du pétrole permet la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété ne cesse d'augmenter (les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et détergents [15]).

La transformation de la matière organique en pétrole s'étale sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression [16].

Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » exploité par la suite en installant des gisements pétroliers[10].

II.2. La Formation du Pétrole

La formation du pétrole commence par le dépôt abondant de matières organiques, principalement des algues planctoniques marines et des bactéries, parallèlement au dépôt de sédiments dans des grands bassins sédimentaires dynamiques, objets de mouvements tectoniques.

Sa constitution est issue de la géologie sédimentaire d'un lieu et plus spécifiquement de la succession de trois phases :

II.2.1. La phase d'accumulation de la matière organique

Le facteur principal de cette première phase est la formation de la biomasse ; à partir de la matière organique issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène. Cette dernière est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques [12].

Après la biomasse, c'est le tour des boues de sédimentation qui se créent dans des conditions spécifiques tel que : les petites quantités d'oxygène, les matières minérales. Ensuite les boues s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

Les couches formées par les boues de sédimentation représentent un milieu favorable aux bactéries anaérobies (vivant sans oxygène). Après plusieurs transformations de la matière organique dans ces couches en aboutissant à la formation de kérogène [16].

II.2.2. La phase de maturation en hydrocarbures

A haute température, le kérogène subit une décomposition thermique, appelée pyrolyse, qui expulse les hydrocarbures. Plus le sédiment est profond et chaud, plus la part de gaz (hydrocarbures légers) est importante. Le tableau I.1 résume les différentes variations de la nature du produit final en fonction de la température et de la profondeur.

On ne peut pas parler de kérosène sans passer par les roches mères; ou ce piège le kérosène. Cette forme géologique se trouve au-delà de 1000 mètres de profondeur sous le plancher océanique à partir des résidus minéraux, les boues de sédimentation.

La roche-mère subit également un enfouissement. Cela engendre des pressions et des températures élevées avec une moyenne de 3°C tous les 100 mètres [16].

À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également « pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut [12].

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes [16].

Tableau I.1. : La variation de la nature du produit final en fonction de la température et de la profondeur.

L'intervalle de température	L'intervalle de profondeur	Nature de produit final
[60° - 120°C]	[2000-3000 mètres]	Pétrole et une faible quantité de Gaz
à partir de 120°C	3000 mètres	Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère Sont à leurs tours transformés En molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression.
au-delà de 150°C	>4000 mètres	il ne se forme plus que du gaz

II.2.3. La phase de migration et piégeage

Les hydrocarbures formés subissent une migration dans deux destinations différentes (Figure I.1):

- Vers la surface de la terre : où on aura deux phénomènes soit l'oxydation (cas du pétrole liquide), soit la biodégradation (cas des Gaz) [16].

Dans ce cas-là on aura que des résidus sur la surface terrestre considérées inexploitable [12].

- Vers des pièges dans des roches poreuses : pour former un gisement pétrolier [16].

Cela va permettre de préserver le liquide pétrolier grâce à ce piège appelé aussi réservoir [12].

Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture) au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz [17].

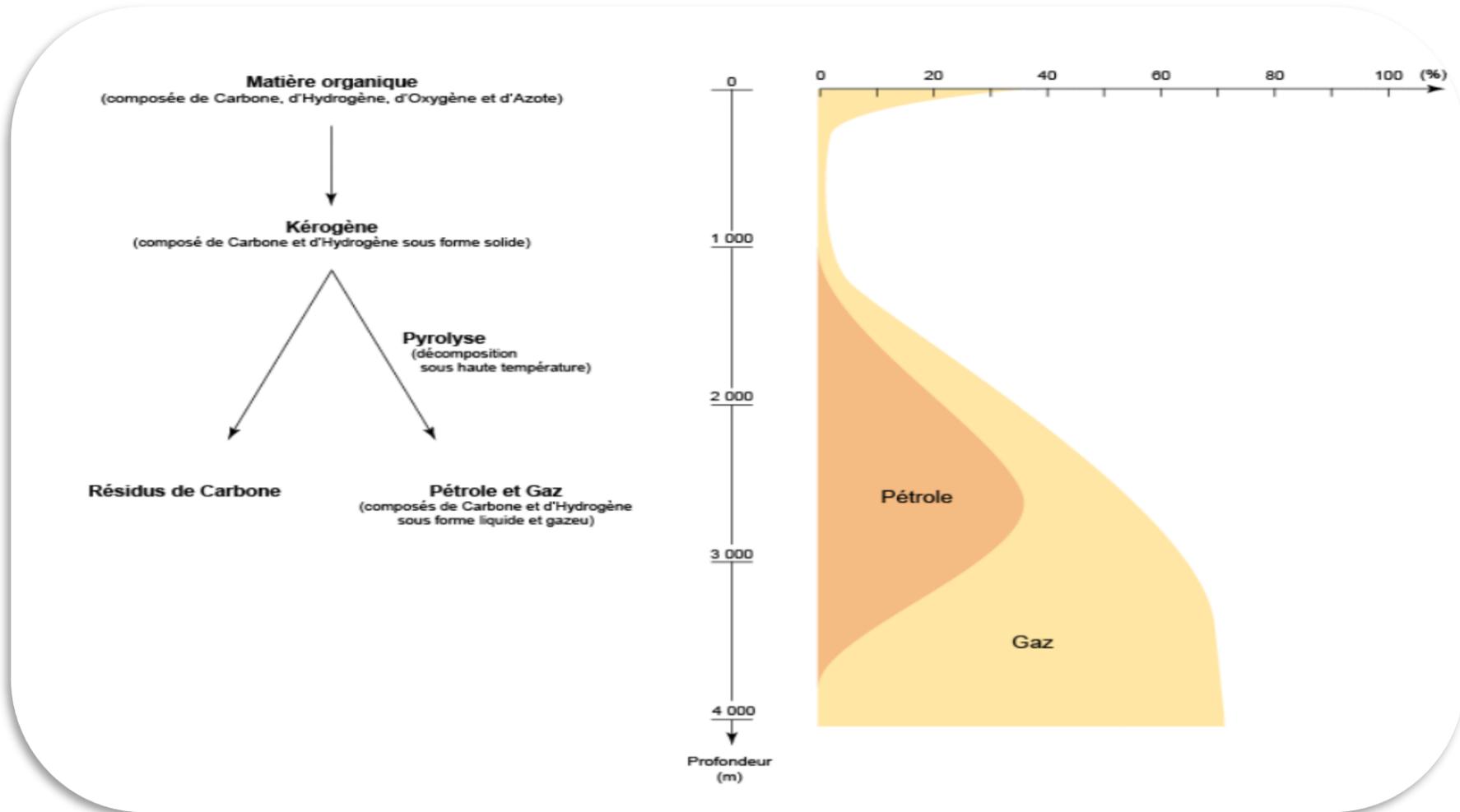


Figure I.5. :Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement[16].

II.3. La composition du pétrole

Par son origine et son mode de formation, le pétrole brut est constitué d'un mélange extrêmement complexe de molécules ou les hydrocarbures sont majoritaires en terme de quantité, comme on peut trouver aussi en petite quantité des composés soufrés, oxygénés, et azotés. La figure I.2 regroupe les différents hydrocarbures présents dans les pétroles bruts.

Le tableau I.2 présente les limites de la composition élémentaire des bruts [18] :

Tableau I.2. : La composition élémentaire des pétroles bruts.

Composition	Carbone	Hydrogène	Soufre	Azote	Oxygène
Pourcentage	[84-87%]	[11-14%]	[0-5%]	[0-1%]	[0-1%]

Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, As, Si, Na, Fer... [19].

II.3.1. Les hydrocarbures

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures (combinaison exclusive de carbone et d'hydrogène », on trouve trois familles des hydrocarbures dans le pétrole :

- 1- *Les hydrocarbures aliphatiques.*
- 2- *Les hydrocarbures naphténiques.*
- 3- *Les hydrocarbures aromatiques.*

II.3.2. Les composés soufrés

En plus des hydrocarbures, le pétrole brut contient des composés soufrés sous forme de composés organiques soufrés. Le sulfure d'hydrogène H₂S est le seul composé non organique présent dans le brut. La présence des composés soufrés dans le brut est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs (Tableau I.3) [20].

Tableau I.3. : La Composition chimique moyenne des pétroles.

La famille des composés	% en poids
Aliphatiques (les alcanes)	30-70
Naphténiques (les cyclanes)	30-70
Aromatique	20-40
Soufrés	0-10
Autres composés	5-25

La composition chimique du pétrole brut est donnée par la teneur en paraffines, oléfines, naphtènes et en aromatiques dite le PONA de la fraction pétrolière.

II.3.3. Hydrocarbures aliphatiques

Ce sont les hydrocarbures paraffiniques, les oléfines, et les acétyléniques à chaîne ouverte.

- **Saturés**

Ce sont les alcanes C_nH_{2n+2} qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isomérisée). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffines.

- **Non saturés**

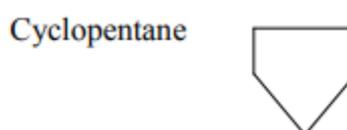
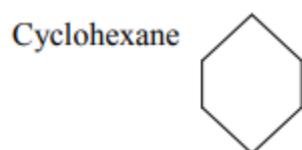
Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermo-catalytique. Ils sont appelés les oléfines dont la formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

I.3.5. Hydrocarbures cycliques

Généralement, le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

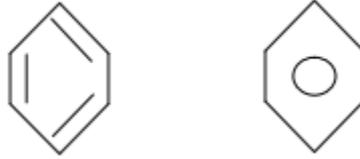
- **Saturés** : Ce sont les hydrocarbures naphténiques ayant la formule C_nH_{2n} .

Ex : C_6H_{12} ou C_5H_{10}



Ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bi-cycliques et polycycliques.

- **Non saturés** : Ce sont les aromatiques dont la formule chimique est C_nH_{2n-6} tel que le benzène C_6H_6 .



Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène), naphthalène, anthracène, pyrène, etc...

II.3.5. Hydrocarbures mixtes

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.



Les différents composés contenus dans le brut :

II.3.6. Composés sulfurés

Pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre. La teneur en soufre augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière. Ces composés sulfurés sont divisés en 03 groupes selon le tableau I.4:

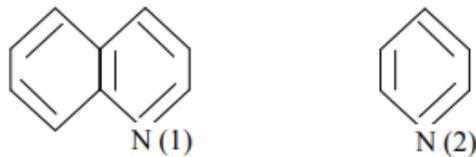
Tableau I.4. : Les composés sulfurés.

Le premier groupe	Le deuxième groupe	Le troisième groupe
Comprend H ₂ S et R-SH (mercaptans) qui ont des Propriétés acides, corrosive et Odeur désagréable.	Renferme les sulfures R-S-R' Et disulfures R-S-S-R' qui sont neutres à froid et instables à Une température élevée entre 130 à 160°C donnant des mercaptans et H ₂ S.	Renferme les composés hétérocycliques, à savoir thiophène(1) et thiophène(2). Ils sont instables à température Elevée de l'ordre de 500 à 600°C donnant des mercaptans et H ₂ S.

Les composés sulfurés sont indésirables, par ce qu'ils diminuent l'indice d'octane de l'essence, en agissant sur l'efficacité de l'action des additifs antidétonants, tels que le P.T.E (Plomb-tétraéthyle). Ces composés empoisonnent aussi les catalyseurs des procédés catalytiques.

II.3.7. Composés azotés

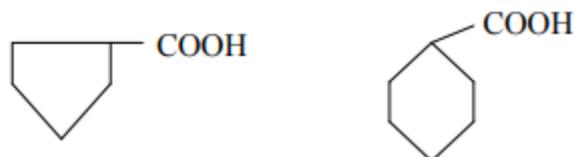
La teneur en Azote varie de 0.02 à 2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine (1) et pyridine (2).



Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

II.3.8. Composés oxygénés (0.05 à 1.5% en masse)

Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphténiques, les phénols et les gommes par exemple: $C_nH_{2n-1}COOH$



II.3.9. Composées métalliques

Ils existent sous forme de sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés, on trouve le plomb, As, P, V, Hg... [21].

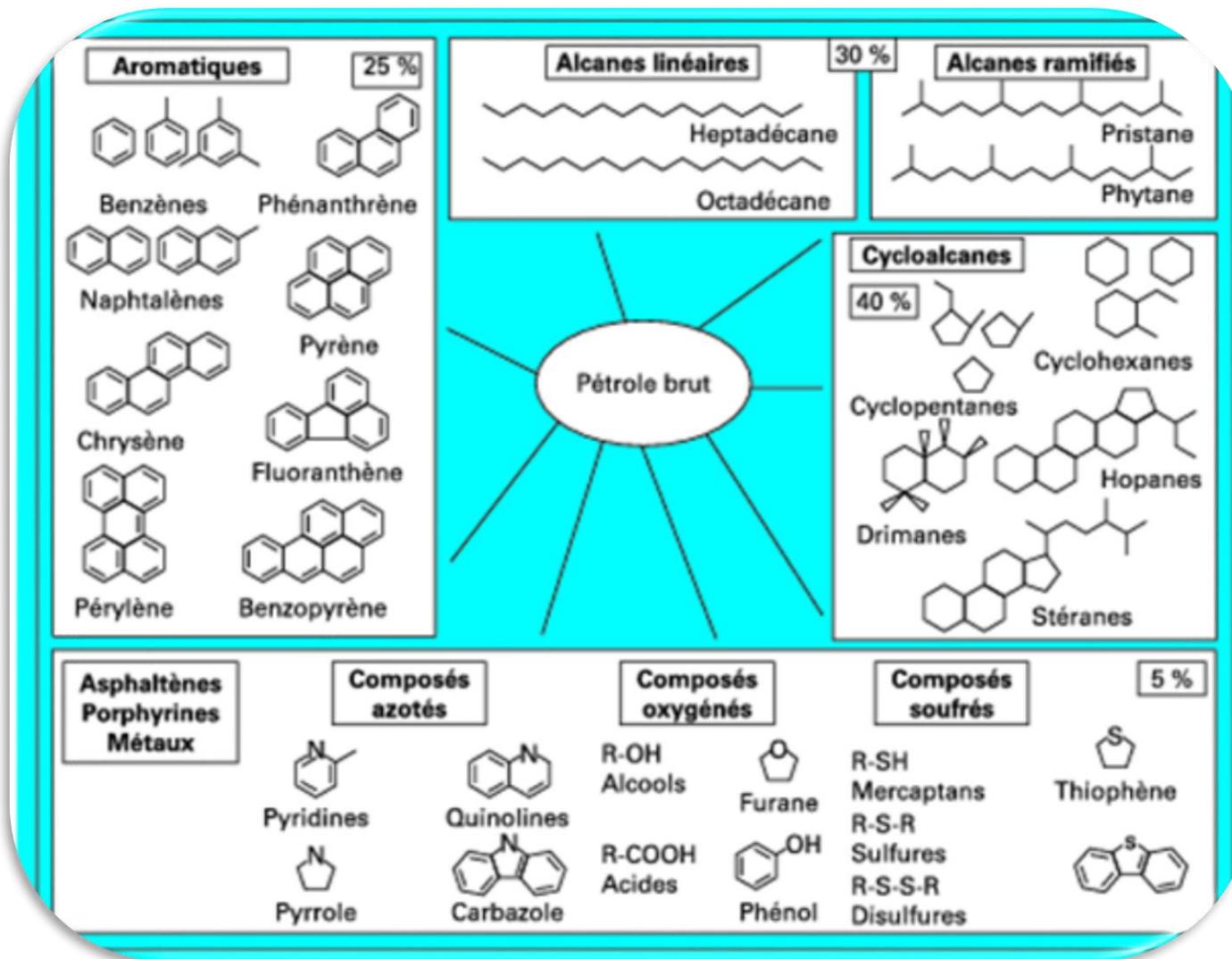


Figure I.6. : Ensemble des hydrocarbures présents dans les pétroles bruts [11].

II.4. Classification du pétrole

Tout au long des processus que subit le pétrole commençant par sa découverte jusqu'à obtenir le produit final, il est accompagné par une série d'analyse permettant sa classification.

La classification du pétrole est d'une extrême importance vu ces objectifs tel que :

- ✓ Définir les méthodes appropriées de son traitement.
- ✓ L'assortiment et les qualités des produits à obtenir.

On distingue trois types de classification :

II.4.1. Classification Industrielle: Selon cette classification, on peut distinguer trois types de pétrole selon le tableau I.5:

Tableau I.5. : Classification industrielle des pétroles bruts.

Type du pétrole	Densité
Un pétrole léger	$d_{15}^{15} < 0.828$
Un pétrole moyen	$0.828 < d_{15}^{15} < 0.884$
Un pétrole lourd	$d_{15}^{15} > 0.884$

II.4.1.1. Un pétrole brut léger :

- Indice d'octane de l'essence est faible.
- Indice de viscosité élevé.

II.4.1.2. Un pétrole lourd :

- Indice d'octane est élevé, ainsi que leur teneur en gommes.
- Indice de viscosité élevé.

Cette classification qui ne tient compte que de la densité d_{15}^{15} reste incomplète.

II.4.2. Classification Chimique

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

- Un pétrole paraffiniques (Etats Unis).
- Un pétrole naphthéniques (Rép d'Azerbaïdjan).
- Un pétrole paraffino-naphthénique (Algérie).
- Un pétrole aromatique (Indonésie).
- Un pétrole naphthéno-aromatique (Californie).
- 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. Actuellement, la méthode la plus complète, et donc la plus utilisée reste la méthode technologique.

II.4.3. Classification Technologique Elle est basée sur :

- La teneur en soufre dans le pétrole et dans les fractions pétrolières.
- La teneur potentielle en produits clairs ($PF \leq 350^{\circ}\text{C}$).
- La teneur en huiles de base et leurs qualités.
- La teneur en paraffines dans le pétrole [22].

II.4.4. Influence du facteur géologique sur la classification du pétrole

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

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.).

Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

Selon la viscosité, (Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd ») quatre types de gisements sont définis :

II.4.4.1. Les gisements de pétrole léger: l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique. (Ex : gisement Algérien).

II.4.4.2. Les gisements de pétrole moyen: la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. (Ex : gisements du Moyen-Orient).

II.4.4.3. Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd: le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. (Ex : Les gisements d'Amérique du sud).

II.4.4.4. Les gisements de bitume: le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada [16].

II.5. Les propriétés physico-chimiques du pétrole

La connaissance des caractéristiques physico-chimique globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage et bien entendu le prix.

II.5.1. Densité

La densité des hydrocarbures correspond à la masse par unité de volume. Cette propriété est utilisée par l'industrie pétrolière pour :

- ✓ Distinguer les hydrocarbures légers et lourds.
- ✓ Indiquer la flottabilité des hydrocarbures dans l'eau en cas de déversement.

La plupart des hydrocarbures ont des densités comprises entre 0,7 et 0,99 g/ml [21]. Pour les produits pétroliers, elle est donnée généralement à 15 °C. La valeur de la densité des pétroles bruts est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme NF T60-101, et la connaissance de cette valeur est très utile pour effectuer des bilans massiques [23].

II.5.2. Viscosité

La viscosité peut être définie comme la résistance à l'écoulement d'un liquide. La viscosité des hydrocarbures est essentiellement déterminée par la proportion de composés légers et lourds qu'il contient. Plus le pourcentage de composés légers est élevé, plus le pourcentage d'asphaltènes est faible et plus la viscosité est faible. Notons que la viscosité est influencée par la température. En effet, plus la température est faible, plus la viscosité est élevée [24].

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour :

- ✓ Le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries.
- ✓ La spécification des pompes et des échangeurs.

L'évolution de la viscosité en fonction de la température, n'est pas la même pour tous les bruts, la viscosité d'un pétrole paraffinique augmentera rapidement si la température baisse ; par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressif [25.23].

II.5.3. Tension de vapeur REID (TVR)

La tension de vapeur Reid (TVR) est la pression développée par les vapeurs d'un produit pétrolier contenu dans une bombe normalisée à la température de 37,8°C. La valeur de

la tension de vapeur Reid dépend directement de la teneur du produit en constituants volatils à forte tension de vapeur [26].

La mesure de la tension de vapeur RIED des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers [27.23].

Limiter la tension de vapeur d'un produit revient donc à limiter la quantité de produits légers qu'il peut contenir. Cette limitation est évidemment en relation directe avec les caractéristiques des stockages pour ce qui est de leur résistance à la pression. L'essai de mesure de la pression de vapeur relative (au-dessus de la pression atmosphérique) des produits pétroliers suit la norme ASTM D323 et il consiste donc à déterminer leur tension de vapeur à 37,8°C. Elle s'exprime en Kg/Cm² ou en PSI [26].

II.5.4. Masse molaire

Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituant une fraction pétrolière [27].

II.5.5. Teneur en soufre

Le soufre se trouve dans les bruts sous forme d'hydrocarbures sulfurés, d'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension (S, H₂S, thiol, les sulfures, les disulfures, thiophène et dérivés).

La détermination de la teneur en soufre dans les produits pétroliers est régie par trois méthodes :

- ✓ Méthode de dosage du soufre par combustion.
- ✓ Méthode de dosage du soufre par hydrogénalyse.
- ✓ Méthode de dosage du soufre par fluorescence X [29].

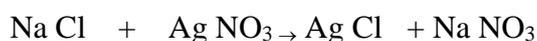
II.5.6. Teneur en eau et sédiments

Les sédiments se trouvent généralement dans le brut sont des fines particules de sable, de boue de forage, de débris de roche, des métaux sous forme des minerais; ou à l'état libre Comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium... [29].

La teneur en eau et sédiments de pétrole brut est mesurée selon la norme française (NF M07-020) ou (ASTM96 et 1796) qui consiste à déterminer le volume d'eau et des sédiments séparés du brut par la centrifugation [23].

II.5.7. Teneur en sels

Le but de mesure de la salinité est la détermination des chlorures dans les produits pétroliers, en utilisant la méthode potentiomètre qui basée sur le principe de la neutralisation des sels (NaCl) par la nitrate d'argent, selon la réaction suivante:



En raison des effets corrosifs des sels sur les métaux, des dommages peuvent être causés aux pipelines et des équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production et les raffineries de réduire la teneur en sel et en eau du pétrole brut [29].

II.5.8. Point d'éclair

Le point d'éclair, ou point d'inflammabilité, est la température à partir de laquelle un produit dégage suffisamment de vapeur pour former avec l'air un mélange inflammable au contact d'une flamme ou d'une étincelle [30.24].

La mesure de point d'éclair des pétroles bruts permet :

- ✓ D'estimer la teneur en hydrocarbures légers.

C'est un paramètre important à connaître lors de la manipulation (remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple) notamment ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité [29].

II.5.9. Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement

- Le point de trouble est la température à laquelle apparait un louchissement ou voile laiteux, dû à la formation de microcristaux.

Le point de congélation est la température à laquelle un liquide cesse de s'écouler sous une faible force. Il caractérise soit la teneur en paraffines des huiles, soit la teneur en hydrocarbures à haut point de congélation des autres produits.

- Le point d'écoulement est la température à laquelle le produit devient fluide après solidification prolongée [25].
- Les points de troubles et d'écoulement permettent d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier pour leur pompage en hiver.

La détermination de ces points se fait par le refroidissement de l'échantillon sans agitation [23].

II.6. Les étapes d'exploitation du pétrole

II.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, de roches et de fossiles.
- ✓ Les seconds examinent en profondeur l'écorce terrestre aux emplacements présumés des gisements, et reconstituent 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.

Les chercheurs et ingénieurs disposent dans la plupart des cas de données géologiques régionales qui leur permettent d'avoir une première approche sur le potentiel pétrolier et gazier de la zone étudiée. Mais ces documents ne suffisent plus pour localiser ces futurs gisements, qu'on appelle des « prospects ».

Ceux qui pouvaient être détectés par une observation directe de la surface terrestre ont pour la plupart été forés dans la première moitié du XXe siècle. Les prospects d'aujourd'hui sont masqués par des dépôts sédimentaires récents dont les déformations de surface n'ont rien à voir avec celles du sous-sol plus profond.

De plus, dans les zones sous-marines, l'observation de surface est impossible. L'exploration des sous-sols au moyen de la sismique de réflexion Il faut donc avoir recours à une technique spécifique, la « sismique de réflexion », inventée dans les années 30 et améliorée au fil des années. Une opération d'acquisition de données qui se déroule de la façon suivante :

- ❖ On envoie d'abord des ondes sismiques de nature vibratoire dans le sous-sol, générées par des camions-vibreurs, depuis lesquels on laisse tomber régulièrement au sol une masse très lourde, ou par le déclenchement d'une explosion ou encore, en mer, par un « canon à air ».
- ❖ Chaque fois que les vibrations effectuées en surface rencontrent une couche rocheuse, une partie du train d'ondes est réfléchi, comme sur un miroir, jusqu'à la surface tandis qu'une autre partie est réfractée et continue sa progression vers de nouvelles couches plus profondes.
- ❖ A chaque changement de type de roche, la vitesse de propagation du train d'ondes est

modifiée et, grâce à des récepteurs très sensibles, appelés géophones, on enregistre les retours successifs de ces ondes en surface. En mer, l'enregistrement sismique se fait à partir d'un bateau entraînant derrière lui un chapelet de récepteurs flottants appelés hydrophones.

L'opération est plus facile car il n'y a aucun obstacle naturel: on peut ainsi placer et déplacer sans entraves les émetteurs et les récepteurs d'ondes. Elle est répétée de nombreuses fois en déplaçant à chaque fois l'émetteur des vibrations comme la montre la figure I.3[31].

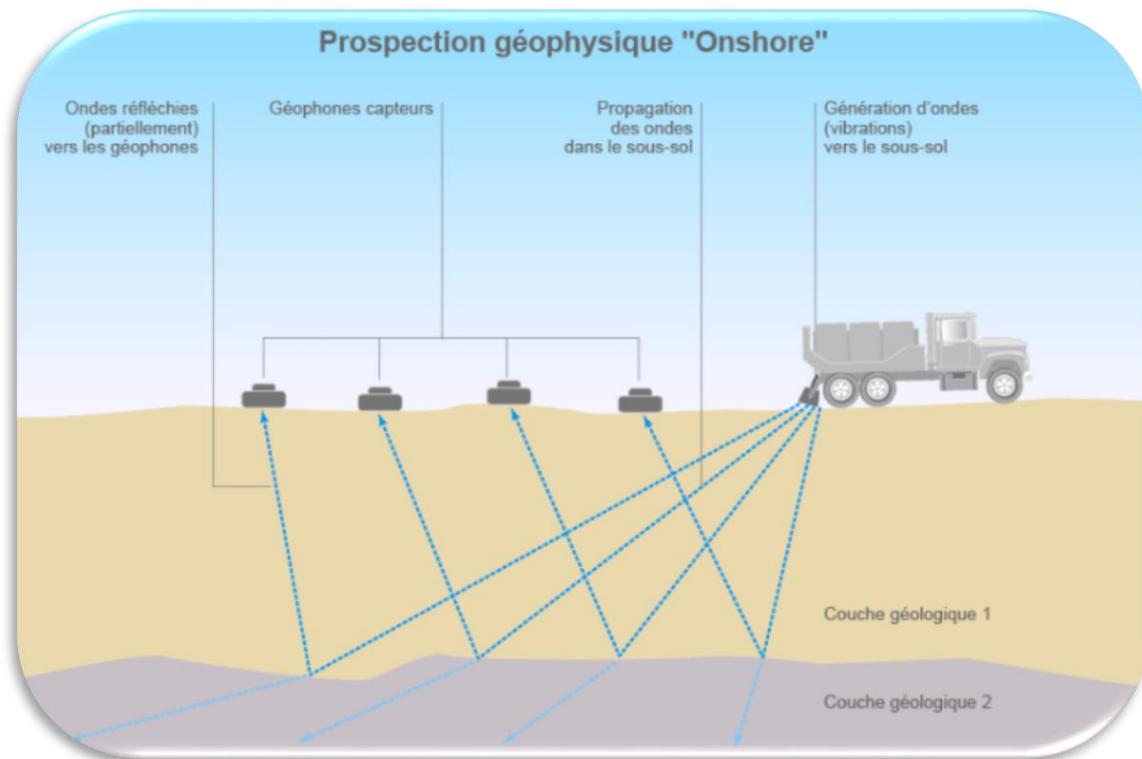


Figure I.7. : Schéma explicatif de l'opération des vibrations.

II.6.2. Forage

II.6.2.1. Principe de prospection

Lorsque les études concluent à la présence probable d'hydrocarbures, des forages de prospections sont réalisés. Les forages constituent l'investissement le plus conséquent dans la recherche d'un gisement d'hydrocarbures. Pour cette raison, la prise de décision d'un forage doit être réalisée avec le maximum d'informations favorables. Le ou les forages permettent de :

- ✓ Vérifier les hypothèses des géologues et des géophysiciens quant à la présence d'hydrocarbures ;
- ✓ Préciser la stratigraphie (succession exacte des couches sédimentaires) ;

- ✓ Réaliser des observations capitales pour comprendre la géologie exacte de la zone et optimiser l'emplacement d'autres sondages.

En cours de forage, différentes techniques permettent de caractériser la nature des couches géologiques traversées. Les mesures sont réalisées pour caractériser :

- ✓ La porosité,
- ✓ La perméabilité,
- ✓ Les saturations en fluide,
- ✓ Les limites des zones intéressantes.

Tout d'abord, des études sont menées sur les carottes remontées à la surface mais aussi sur les débris de roches remontés avec les boues de forage. Un outil de diagraphie peut aussi être descendu dans le puits. Cet outil, peut mesurer de nombreux paramètres tels que la lithologie, la résistivité, la porosité, la saturation.

Le traitement de ces données contribue, d'une manière déterminante, à la reconstitution de la colonne lithologique et des propriétés pétro physiques des roches, comme par exemple la porosité, si précieuse pour identifier les niveaux susceptibles de jouer le rôle de réservoir. Ils permettent également de reconnaître les intervalles dont la porosité contient des hydrocarbures. Ces intervalles, lorsqu'ils sont localisés, sont alors isolés et font alors l'objet d'un test de production qui seul permet de décider s'il s'agit véritablement d'un gisement exploitable.

Si les forages de prospection ont mené à la découverte de pétrole, plusieurs forages complémentaires sont réalisés pour délimiter la taille du gisement et estimer la quantité de pétrole en place.

II.6.2.2. Appareil de forage

L'appareil de forage est constitué d'une tour métallique appelée **derrick**, servant à introduire verticalement dans le sol des **tiges creuses** vissées bout à bout.

II.6.2.3. Les étapes du forage

- **Première étape**

Mettre en place une colonne de surface destinée à retenir les terrains peu consolidés, à protéger les nappes phréatiques et à servir de support à la tête de puits.

- **Deuxième étape**

La mise en place, si nécessaire, d'une colonne technique pour isoler les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage.

- **Troisième étape**

L'installation de la colonne de production à l'intérieur de laquelle est descendu un tube de collecte des hydrocarbures ou *tubing*.

II.6.2.4. Puits

Lorsque les forages de prospection et les tests de puits ont permis de définir les quantités d'hydrocarbures en place, la décision peut être prise de mettre en production le gisement. Les puits de développement sont disposés de manière à optimiser la récupération du pétrole en place.

Les données géologiques, les caractéristiques de la roche réservoir, l'étude des fluides et de leur comportement ainsi que les tests de puits permettent d'estimer la quantité totale de pétrole qu'il est possible de produire [32].

Différents types de puits peuvent être utilisés :

- Puits verticaux,
- Puits horizontaux,
- Puits multi-drains.

II.7. Prétraitement

Le brut est séparé dans plusieurs étages de séparation, il est ensuite dessalé, stabilisé puis stocké avant d'être expédié vers le terminal de stockage Haoud-El-Hamra (HEH).

Une partie du brut stabilisé est fractionnée sur place dans l'unité TOPPING pour obtenir des produits finis tels que le butane, l'essence, le lampant et le gas-oil qui sont stockés dans le parc de stockage des produits finis. Les gaz issus des différents étages de séparation et après avoir été comprimés jusqu'à une pression de 28 bars, sont envoyés vers le manifold gaz 28 bars pour alimenter les stations de réinjection de gaz et unités GPL.

On conclut qu'après la récupération du pétrole brut via les puits de gisement il subit trois principaux traitements :

- La déshydratation

- La stabilisation
- Le dessalage

Afin d'améliorer la qualité du brut produit, ces traitements sont distribués selon la conception de l'ensemble des procédés de l'entreprise :

II.7.1. Manifolds

Le service traitement reçoit la production des différents puits par des lignes directes LDHP, LDBP et celles des champs satellites au niveau des deux manifolds SUD et NORD

- Le manifold sud est le plus important, il contient 26 arrivées de brut.
- Le manifold nord contient 10 arrivées.

Dans chaque manifold on a des transversales qui sont liées avec toutes les arrivées à l'aide des vannes manuelles, où on fait connecter les arrivées qui ont les mêmes propriétés dans la même transversale, parmi ces propriétés : la pression (qui varie de 05 à 30 bars).

Ces transversales sont: LDHP, LDBP, 2ème étage, P4000, TEST, condensât, stable [33].

II.7.2. Séparation LDHP 2

La nouvelle unité de séparation LDHP est une extension de l'ancienne LDHP (Séparation 1^{er} étage) du centre, elle est conçue pour traiter les effluents à haut GOR (rapport oil-gaz), elle comprend quatre séparateurs identiques sous une pression de 28 bars, un ballon d'air instrument, un puisard avec deux pompes, et une torche d'écrêtage sud.

Les quatre séparateurs sont de type cylindrique horizontal et traitent 4 000 m³/j d'huile et 5 Millions sm³/j de gaz (s :standard), chacun à partir d'une alimentation tri-phasique (huile, eau et gaz), la séparation est réalisée du fait des différences de densité entre les trois phases, les niveaux d'huile et d'eau dans les séparateurs sont maintenus par des vannes régulatrices de niveau se trouvant sur leurs lignes de sortie, la pression de gaz dans chaque séparateur est maintenue par des vannes régulatrices de pression se trouvant sur la ligne sortie gaz [33].

II.7.3. Unité de séparation LDHP1

L'unité de séparation LDHP1 est composée d'une série de douze séparateurs (Série A et C).

C'est une séparation haute pression (28 bars), chacun de ces séparateurs à une capacité de traitement en huile de 2800 m³/j et de gaz 500 000 sm³/j.

Le brut arrivant du manifold ou des puits directement passe dans les 8 séparateurs à deux séries A&C. La pression au niveau de ces séparateurs est réglée par une vanne automatique.

Le gaz produit est envoyé au manifold général de gaz 28 bars, l'huile passe à l'unité de dessalage tandis que l'eau est évacuée vers puisard puis vers le bassin API. Dans le cas d'une augmentation de pression dans les séparateurs ou en cas de problème au niveau de la vanne le gaz est envoyé vers la torche Nord ou Sud [33].

II.7.4. Unité de séparation LDBP

La série B ou séparation LDBP est composée de quatre séparateurs sous une pression de 11 bars. Le brut subit une séparation biphasique. Le gaz sortant au sommet est envoyé vers les stations de compression LDBP1, LDBP2 ou LDBP3. L'huile salée passe vers le dessaleur N°1 pour éliminer les sels ou directement vers 2° étage de séparation par les vannes régulatrices de niveau d'huile [33].

II.7.5. Unité de séparation 2° étage

Le 2° étage de séparation est composé de trois série A/ B/ C dont chacune est constituée de quatre séparateurs, à une pression de service 04 bars. Ils sont alimentés par l'unité de dessalage, le brut des satellites, les condensats des stations de compression et les condensats C5+ de l'U.F.C. Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 2724 m³ /j d'huile et de 75 600 sm³/j de gaz.

Le gaz sortant des séparateurs est dirigé vers les unités de compression 2° étage ou 2° étage bis (bis secours) alors que le brut est acheminé vers les séparateurs BP du 3° étage par les lignes « L1...L7 » [33].

II.7.6. Unité De séparation 3° étage

La séparation 3° étage s'effectue au niveau de cinq séparateurs verticaux travaillant à une pression de 120 gr/cm². Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 5625 m³ /j d'huile et 508440 sm³/j de gaz. L'huile issue de cette séparation est envoyée aux réservoirs de dégazage tandis que le gaz alimente les unités de compression 3° étage ou 3° étage bis [33].

II.7.7. Réservoirs dégazeurs (RD)

C'est dans les réservoirs de dégazage RD qu'on appelle aussi 4^o étage où s'effectue-la dernière étape de séparation. Ces réservoirs sont à toit fixe. Le gaz sortant de chaque RD est dirigé vers torche (faible quantité). L'huile est transférée vers les réservoirs de stockage RS par des pompes de transfert, l'eau purgée est envoyée vers le bassin API [33].

II.7.8. Stockage(RS)

Un parc de stockage constitué de cinq réservoirs à toit flottant (RS : A/B/C/D/ E) d'une capacité de 15000 m³ chacun [33].

II.7.9. Pomperie d'expédition

La pomperie d'expédition du brut a pour rôle de l'envoyer des RD vers RS, ou vers HEH, mais aussi l'augmentation de la pression d'aspiration des pompes, ou l'évacuation des eaux usées [33].

II.7.10. Unité de dessalage

Dans le but de réduire la salinité et autres impuretés (dissoutes ou en suspension) dans les brut, trois dessaleurs sont installés au traitement sud. Le dessaleur n^o1 a une capacité de 10000 m³/j et les dessaleurs n^o 2/ 3 ont une capacité de 13000m³ /j.

Avant l'entrée du brut au dessaleur on lui injecte un produit désémulsifiant par des pompes doseuses pour faciliter la coalescence des gouttelettes d'eau. Les trois dessaleurs sont pourvus des électrodes (procédé HAWE-BAKER) alimentés en 20 KV. L'eau salée ainsi récupérée est purgée vers le bassin API, et l'huile alimente le 2^o étage de séparation, dont une partie sert comme charge à l'unité de stabilisation [34].

Dans le cadre du revamping des installations, 03 autres dessaleurs de capacité 75000bbl/j chacun ont été réalisé et mis en service fin mars et début avril 2009.

II.7.11. Unité de stabilisation

L'unité de stabilisation par distillation est constituée d'une colonne de stabilisation avec son système de reflux et de rebouillage. Cette unité est conçue pour traiter 10 000 m³/j de brut (en brut stabilisé dont les caractéristiques sont : TVR = 0,650 kg/cm² (tension de vapeur saturante) à 38°C, D15 = 0,7920.

Le but de la stabilisation du brut est de baisser sa tension de vapeur (TVR) en éliminant les fractions les plus légères (gaz) contenu à savoir C1, C2, C3... [33].

II.7.12. Unité topping (RHM 1)

Le but de l'unité de topping est d'obtenir les carburants liquides par distillation atmosphérique tels que le butane, l'essence, le lampant et le gasoil [33].

II.8. Transport

Après extraction, le pétrole est conduit vers des installations de traitement et de stockage.

Le transport des pétroles bruts et des produits pétroliers est assuré par:

- ✓ Des canalisations dédiées, les pipelines ;
- ✓ Des navires citernes spécifiques, les pétroliers.

On peut dire qu'il ya deux voies de transport :

II.8.1. Par voie terrestre

Le « pipeline » est une canalisation qui permet de transporter des pétroles bruts et des produits pétroliers depuis les régions de production jusqu'aux zones de consommation [32].

Les pipelines ont des caractéristiques différentes selon les produits qui se déplacent en leur sein : un pipeline transportant du pétrole est appelé « oléoduc ». Le transport par voie terrestre s'effectue principalement via des oléoducs. Ceux-ci sont constitués de différents tronçons qui ont été soudés et contrôlés par rayon gamma afin d'éviter des fuites.

Ces canalisations sont recouvertes d'un matériau goudronneux pour éviter la corrosion et enveloppées d'une couche de laine minérale ou de plastique.

Lorsqu'ils sont enterrés, les oléoducs reposent sur un lit de sable ou de gravier. Certains tubes peuvent être lestés avec du béton pour éviter que l'oléoduc ne se soulève avec la pression des fluides. Tous les oléoducs sont soumis à des essais hydrostatiques avant leur mise en service [16].

II.8.2. Par voie maritime

Le pétrole peut être transporté par des navires pétroliers, aussi appelés « tankers » ou « supertankers » pour les plus grands d'entre eux. La figure I.4 représente les principaux flux pétroliers dans le monde [16].

La dimension des navires (et donc leur capacité de transport) est par ailleurs limitée selon les points de transit empruntés (plus ou moins larges) [16].

Principaux flux de pétrole en 2013 (en millions de tonnes)

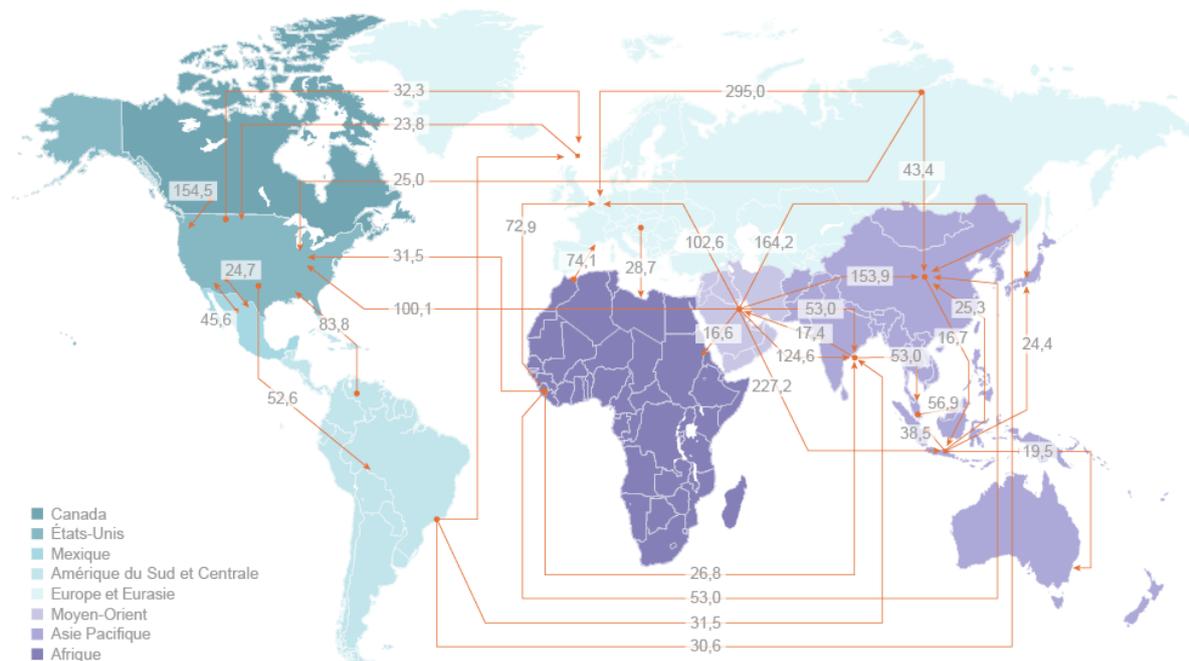


Figure I.8. : Les principaux flux pétroliers dans le monde.

II.9. Stockage

Le transport et le stockage sont des secteurs stratégiques dans l'industrie pétrolière. D'où la nécessité des réservoirs de stockage afin d'assurer l'exploitation des champs pétroliers ; pour que la production ne soit pas interrompue suite à des arrêts du cheminement de pétrole brut vers les bacs de stockages des terminaux.

Le stockage est un facteur indispensable dans l'ensemble de l'industrie pétrolière. Il est d'une importance majeure vu ses rôles tel que :

- ✓ La régulation des systèmes de transport des hydrocarbures par canalisation ou autre moyens de transport.
- ✓ Le traitement pour décantation qui consiste à éliminer l'eau et comptabiliser la quantité du pétrole brut à expédier.

L'ensemble des bacs de stockage sont réunis dans le parc de stockage ; une zone de grande surface. Ces derniers sont connectés à une canalisation d'entrée et une autre de sortie, et éventuellement connectés entre eux.

Nous pouvons diviser le groupe des bacs en trois, en fonction de leurs états :

- Premier groupe en phase de remplissage.
- Deuxième groupe en phase de décantation.
- Troisième groupe en phase de vidange.

Il existe des différents types de réservoirs ; en Algérie le type le plus utilisé c'est bien :

II.9.1. Les réservoirs à toit flottant

Ce type de réservoir est généralement utilisé afin de stocker des produits volatils en citant :

- Pétrole brut,
- Condensat,
- Carburants auto...

Le toit dans ce cas repose directement sur le liquide et flotte au-dessus cela grâce à des doubles fonds constituant des poches d'air indépendantes réduisant ainsi le poids spécifique de l'ensemble du toit par rapport à celui du liquide (Figure I.5). La circonférence du toit est rendue étanche par des bandes en caoutchouc glissant sur la paroi interne de la robe du réservoir, ce qui réduit les pertes par évaporation du produit.

Ce dispositif étanchéité permis par ailleurs le déplacement du toit. Lorsque le toit repose sur le fond du réservoir, il repose sur des supports spéciaux (béquilles).



Figure I.9. : Les réservoirs à toit flottant.

Le toit flottant peut-être de deux types :

II.9.1.1. Toit à flotteur unique (simple ponton)

Il est constitué par une surface centrale de plaques avec une couronne circulaire soudée sur sa périphérie composée de caissons « tanches flottants » comme montre la figure I.6 :

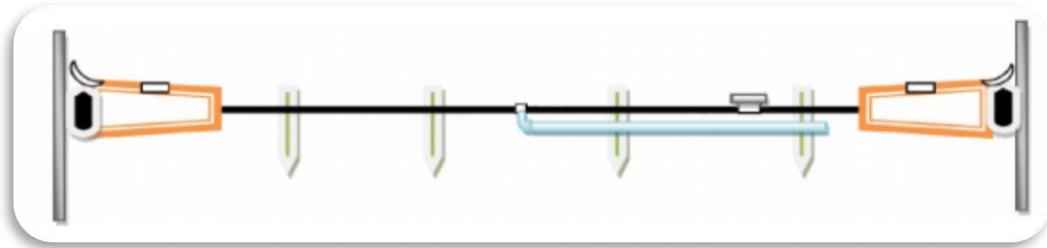


Figure I.10. : Simple ponton.

II.9.1.2. Toit à double flotteur (double ponton)

La figure I.7 montre que le toit à double ponton est constitué par deux surfaces de tôles circulaires. L'une recouvre l'autre et séparées l'une de l'autre par des cloisons ou des charpentes de façon à créer un matelas d'air entre le produit stocké et l'atmosphère.

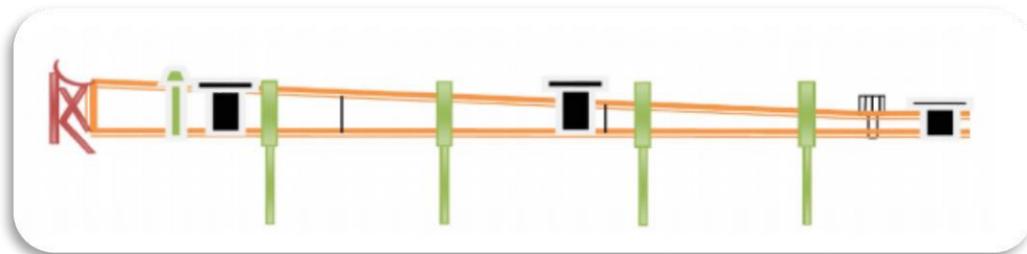


Figure I.11. : Double ponton.

II.9.1.3. Accessoires

- **Bague de renforcement:** Pour raison d'augmentation de la rigidité de la partie supérieure de la robe et permettre l'accès autour du toit (Figure I.8).

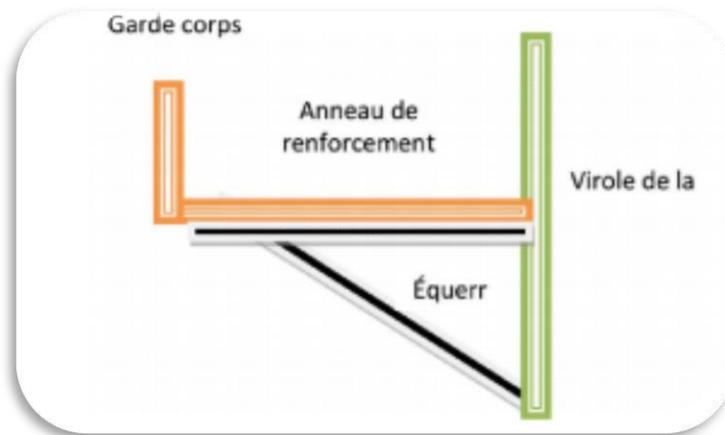


Figure I.12. : Bague de renforcement.

- **Plate-forme supérieure:** Elle se trouve au-dessus de la bague de renforcement et à laquelle est fixée une échelle coulissante sur des glissières fixées sur le toit flottant.
- **Event :** pour la zone périphérique pour permettre aux gaz excédentaires qui ont été formés de s'échapper
- **Clapet d'aération automatique:** il s'ouvre lorsque le toit repose sur le fond.
- **Systèmes de joint:** L'étanchéité entre le toit flottant et la robe du bac est assurée par des joints qui peuvent être réalisés de différentes manières:
- **Joint mécanique:** Des patins d'acier viennent racler la paroi (Figure I.9). L'étanchéité est réalisée par un joint élastomère flexible situé au-dessus du liquide et ne subissant pas de contrainte. Le joint est maintenu appliqué contre la paroi par un contre poids.

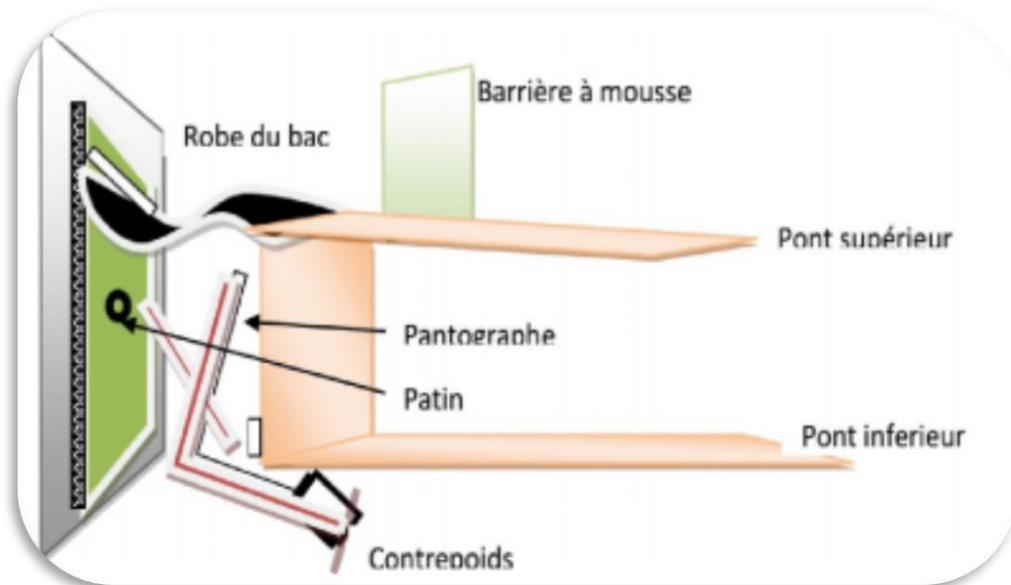


Figure I.13. : Joint mécanique.

- **Joint liquide:** L'étanchéité entre la robe et le toit est maintenue par un "boudin" rempli de kérosène ou de gazole
- **Système d'évacuation des eaux de pluie:** La pluie s'accumule au centre du toit et est évacuée à l'aide d'un tube articulé placé dans le réservoir pour être évacué par une prise de soutirage se trouvant dans le fond de la robe. De plus, en cas de bouchage de ce système, un drain de sécurité permet à l'eau de s'écouler dans le produit afin d'éviter que le toit coule (Figure I.10).

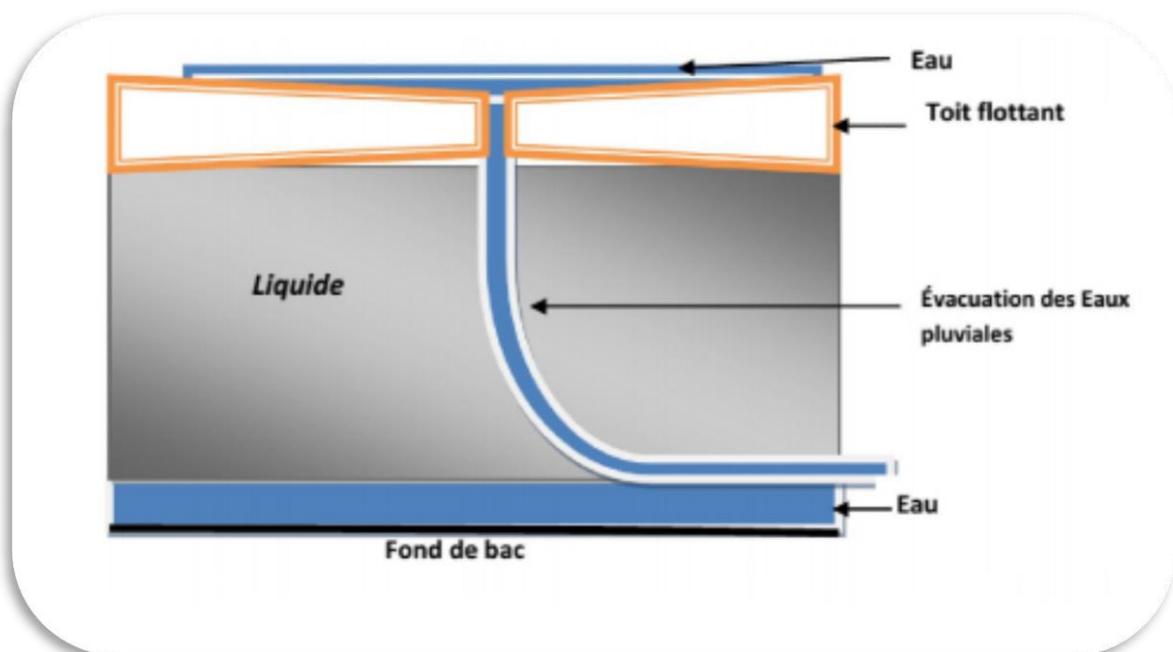


Figure I.14. : Schéma du Système d'évacuation des eaux de pluie.

- **Béquille:** Lorsque la hauteur du liquide ne permet plus de maintenir le toit en flottaison, son support est assuré par des béquilles. Les bacs peuvent comporter deux types de béquilles par exemple : Les béquilles réglables (Figure I.11).

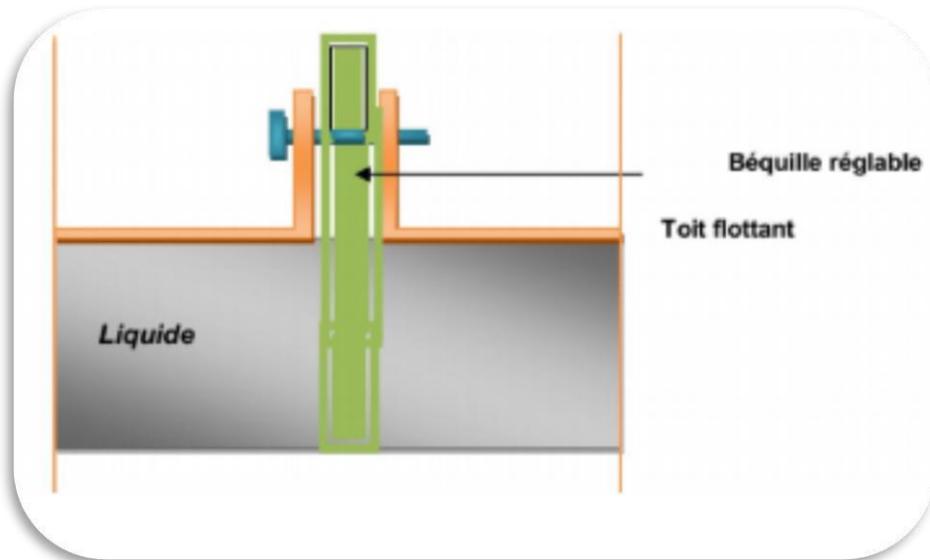


Figure I.15. : Schéma d'une Béquille.

- **Déversoir d'injection de la mousse:** Injection à l'extérieur d'un bac à toit flottant, sur le joint d'étanchéité comme montre la figure I.12 Une couronne métallique soudée sur le toit permet de retenir la mousse sur la périphérie afin de recouvrir le joint [35].

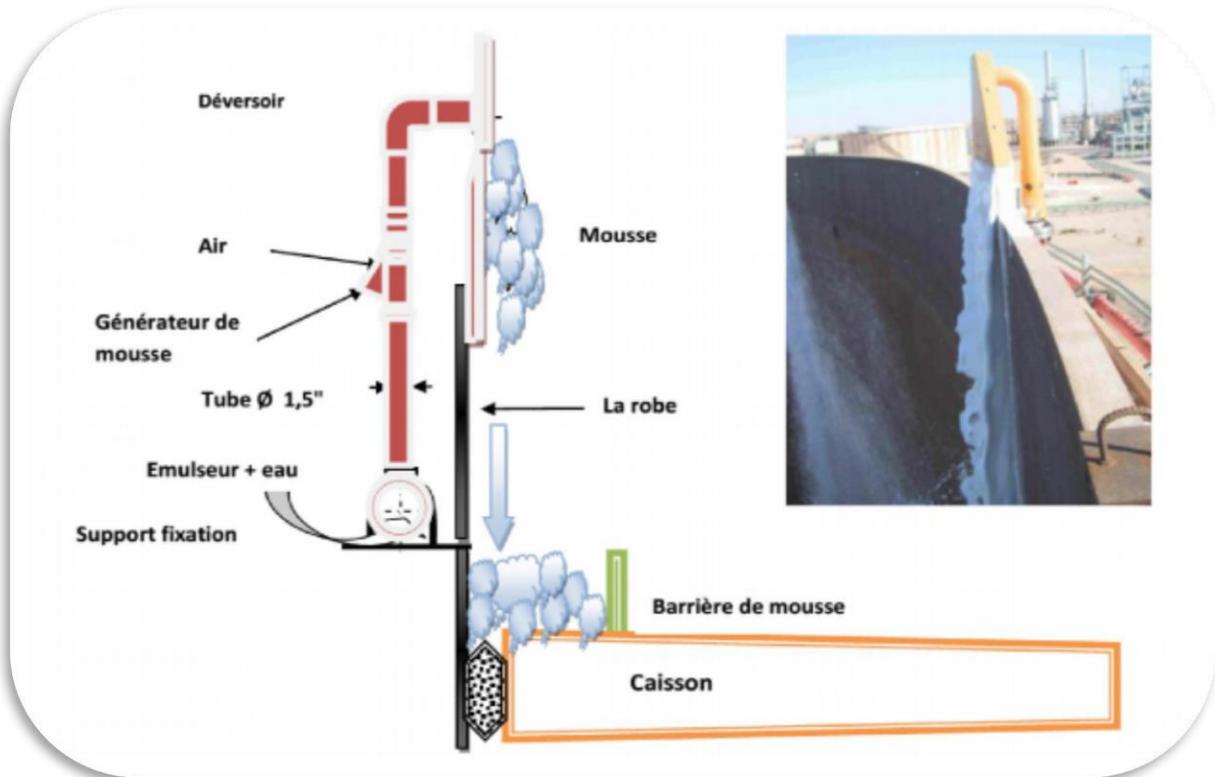


Figure I.16. : Déversoir d'injection de la mousse.

II.10. Le sort du pétrole à l'arrivé au terminal de TRC-BEJAIA

La matière pétrolière est transportée par canalisation de son point d'extraction vers le terminal marin de Bejaia, et puis a son arrivé elle subit plusieurs opérations selon la figure I.13 :

Le pétrole brut à l'arrivé au terminal de Bejaia

Remplissage des bacs de stockage	Temps de repos et de décantation	Prélèvement des Échantillons à Analyser	Libérer l'eau de Purge
A l'arrivée du pétrole au terminal de Bejaia il est géré par un Manifold ; ce dernier est un groupe de vanne de commende.	Principe de décantation : C'est un processus qui permet de séparer des substances non miscibles qui n'ont pas la même masse volumique. (densité)	<ul style="list-style-type: none"> • La densité • La TVR : tension de vapeur saturante • BSW : Sédimentation • Salinité • Teneur en soufre. 	Système de drainage Un système de collecte et d'évacuation des eaux.

Figure I.17. : Les différentes opérations que subit le pétrole à son arrivé au terminal de Bejaia.

II.11. Le taux de consommation et de production du pétrole

Les zones géographiques de production de pétrole et de gaz sont le plus souvent éloignées des zones de consommation. Ce déséquilibre engendre le transfert de très importantes quantités de pétrole brut, de produits pétroliers et de gaz naturel depuis les zones de production vers les zones de consommation.

Des quantités énormes de pétrole brut et de produits pétroliers sont ainsi échangées chaque année et transitent à travers la planète, Pour équilibrer l'offre et la demande.

L'Afrique possède une fraction limitée des réserves mondiales de pétrole (7,6 %) et de gaz (7,6 % également), réparti globalement en Afrique du Nord tel que l'Algérie, la Libye, l'Égypte, et l'Afrique de l'Ouest Nigeria et Angola comme exemple montrer sur le tableau I.6 et le tableau I.7.

La production africaine de brut est d'environ 9 % du pétrole mondial, tandis que la consommation locale reste faible. C'est pour cela qu'on considère le continent africain comme un exportateur important [32].

Thousand barrels daily	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Growth rate per annum		Share 2020
												2020	2009-19	
Total Middle East	25634	28007	28487	28199	28498	30021	31818	31359	31665	30162	27664	-8.3%	1.9%	31.3%
Algeria	1689	1642	1537	1485	1589	1558	1577	1540	1511	1487	1332	-10.4%	-1.8%	1.5%
Angola	1812	1670	1734	1738	1701	1796	1745	1671	1519	1420	1324	-6.8%	-2.1%	1.5%
Chad	122	114	101	91	89	111	117	98	116	127	126	-0.5%	0.7%	0.1%
Republic of Congo	314	301	280	243	253	234	232	270	330	336	307	-8.8%	2.0%	0.3%
Egypt	725	714	715	710	714	726	691	660	674	653	616	-5.7%	-1.1%	0.7%
Equatorial Guinea	306	301	320	282	284	260	223	195	176	160	161	0.4%	-7.0%	0.2%
Gabon	233	236	221	213	211	214	221	210	193	218	207	-5.0%	-1.0%	0.2%
Libya	1799	516	1539	1048	518	437	412	929	1165	1306	390	-70.2%	-2.8%	0.4%
Nigeria	2533	2461	2412	2279	2276	2201	1900	1969	2007	2102	1798	-14.5%	-0.5%	2.0%
South Sudan	n/a	n/a	31	100	155	148	137	147	144	172	170	-1.2%	n/a	0.2%
Sudan	462	291	103	118	120	109	104	95	100	98	86	-12.2%	-14.6%	0.1%
Tunisia	83	77	82	76	71	64	60	48	52	42	36	-16.2%	-7.4%	•
Other Africa	149	198	196	225	231	262	255	300	300	331	314	-5.0%	6.2%	0.4%
Total Africa	10227	8520	9270	8607	8213	8118	7672	8134	8288	8452	6865	-18.8%	-1.6%	7.8%
Australia	550	483	479	407	436	384	359	327	344	458	470	2.5%	-1.7%	0.5%
Brunei	172	165	159	135	126	127	121	113	112	121	110	-9.3%	-3.2%	0.1%
China	4077	4074	4155	4216	4246	4309	3999	3846	3798	3836	3901	1.7%	0.1%	4.4%
India	901	937	926	926	905	893	874	885	869	830	771	-7.2%	-0.1%	0.9%
Indonesia	1003	952	917	883	847	838	876	838	808	781	743	-4.9%	-2.4%	0.8%
Malaysia	733	659	663	627	649	696	726	718	718	663	596	-10.1%	-0.4%	0.7%
Thailand	393	429	471	466	464	481	489	486	472	471	418	-11.3%	2.0%	0.5%
Vietnam	312	316	347	346	325	352	317	284	257	236	207	-12.4%	-3.6%	0.2%
Other Asia Pacific	318	302	291	274	296	298	281	273	234	231	210	-9.0%	-3.5%	0.2%
Total Asia Pacific	8459	8318	8407	8281	8295	8377	8041	7771	7610	7628	7425	-2.7%	-0.6%	8.4%
Total World	83293	84042	86255	86670	88834	91632	91989	92568	94852	94961	88391	-6.9%	1.5%	100.0%
of which: OECD	19341	19513	20464	21669	23600	24616	24019	24828	27258	28992	28216	-2.7%	4.2%	31.9%
Non-OECD	63952	64529	65791	65001	65235	67015	67969	67741	67593	65968	60175	-8.8%	0.6%	68.1%
OPEC	33784	34404	35853	34769	34706	36134	37251	37084	36840	34933	30636	-12.3%	0.5%	34.7%
Non-OPEC	49509	49638	50402	51901	54129	55498	54738	55484	58012	60028	57755	-3.8%	2.2%	65.3%
European Union	626	600	572	560	552	535	471	465	448	415	394	-4.9%	-4.4%	0.4%

Source: includes data from FGE Iran Service.

Tableau I.6. : Pétrole : Production en milliers de barils par jour [36].

Thousand barrels daily	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Growth rate per annum		Share 2020
												2020	2009-19	
Total Middle East	7796	8176	8502	8690	8885	8873	9002	9000	8879	9011	8321	-7.7%	2.0%	9.4%
Algeria	329	349	370	387	401	425	412	408	416	430	366	-14.9%	2.8%	0.4%
Egypt	749	707	733	743	795	820	840	786	731	734	659	-10.2%	0.3%	0.7%
Morocco	258	275	277	282	272	268	275	290	286	292	261	-10.5%	2.2%	0.3%
South Africa	525	532	542	552	544	601	576	576	574	567	490	-13.5%	1.2%	0.6%
Other Africa	1605	1519	1632	1727	1737	1764	1803	1896	2037	2075	1783	-14.1%	3.1%	2.0%
Total Africa	3467	3383	3553	3691	3749	3877	3906	3956	4045	4098	3559	-13.1%	2.2%	4.0%
Australia	892	933	961	992	994	985	988	1030	1041	1031	890	-13.7%	1.6%	1.0%
Bangladesh	81	104	110	108	120	127	138	156	178	176	154	-12.2%	9.3%	0.2%
China	9390	9739	10170	10668	11120	12066	12499	13137	13576	14005	14225	1.6%	5.4%	16.1%
China Hong Kong SAR	359	360	344	352	336	367	380	428	435	408	285	-30.2%	2.1%	0.3%
India	3308	3475	3674	3717	3832	4147	4544	4724	4974	5148	4669	-9.3%	4.8%	5.3%
Indonesia	1443	1579	1663	1657	1642	1552	1508	1610	1649	1626	1230	-24.4%	1.9%	1.4%
Japan	4424	4412	4676	4496	4279	4113	3988	3953	3824	3689	3268	-11.4%	-1.7%	3.7%
Malaysia	688	724	757	803	802	751	838	801	801	841	728	-13.5%	2.2%	0.8%
New Zealand	148	152	150	152	155	161	165	175	175	178	148	-17.1%	1.9%	0.2%
Pakistan	411	414	402	442	458	505	566	589	498	446	437	-1.9%	0.7%	0.5%
Philippines	307	292	301	316	336	384	413	445	450	459	378	-17.7%	4.5%	0.4%
Singapore	1157	1208	1202	1217	1259	1329	1372	1406	1431	1401	1332	-4.9%	2.9%	1.5%
South Korea	2312	2331	2396	2402	2398	2503	2696	2738	2720	2703	2560	-5.3%	1.8%	2.9%
Sri Lanka	87	92	95	82	92	90	105	114	114	123	104	-15.6%	3.5%	0.1%
Taiwan	1076	994	986	1022	1052	1077	1083	1067	1074	1022	973	-4.7%	-0.1%	1.1%
Thailand	1104	1167	1225	1266	1270	1313	1347	1390	1400	1405	1271	-9.5%	2.9%	1.4%
Vietnam	332	361	371	380	391	437	466	492	525	557	491	-11.9%	6.2%	0.6%
Other Asia Pacific	310	320	331	349	374	424	426	438	464	479	472	-1.6%	6.1%	0.5%
Total Asia Pacific	27828	28658	29815	30421	30911	32332	33523	34690	35330	35698	33615	-5.8%	3.2%	38.0%
Total World	86568	87530	88607	89988	90677	92787	94381	96099	97265	97598	88477	-9.3%	1.5%	100.0%
of which: OECD	45684	45074	44628	44656	44239	44950	45426	45916	46372	46056	40282	-12.5%	0.2%	45.5%
Non-OECD	40884	42456	43979	45333	46438	47836	48954	50184	50892	51542	48195	-6.5%	3.0%	54.5%
European Union	11998	11632	11154	10954	10748	10911	11090	11318	11348	11298	9774	-13.5%	-0.7%	11.0%

Tableau I.7. :Pétrole :Consommation en milliers de barils par jour [36].

Les États-Unis Disposant de réserves importantes de pétrole, de gaz et de charbon, ils figurent parmi les principaux producteurs mondiaux de chacune de ces énergies. Leur consommation de pétrole représente le quart de la consommation mondiale. Cela fait qu'il reste le plus important consommateur d'énergie dans le monde.

On constate une consommation d'énergie très importante et une forte dépendance vis-à-vis à l'étranger en l'Europe, 650 millions de tonnes de pétrole consommé ; dont plus de 70 % sont importés.

L'Asie est désormais la zone qui consomme le plus d'énergie dans le monde, les ressources sauf en charbon sont limitées. La taille du continent, l'ampleur des besoins, le manque de ressources en hydrocarbures posent des problèmes majeurs. La dépendance vis-à-vis des importations d'hydrocarbures, en particulier depuis le Moyen-Orient est un point clé de la région [32].

II.12. Influence des hydrocarbures sur l'économie nationale

Les pays exportateurs nets d'hydrocarbures sont riches en ressources naturelles, la rente tirée de l'exploitation de ces ressources peut leur assurer la prospérité et le développement économique.

L'économie algérienne demeure totalement dépendante de la rente pétrolière et du marché international pour ses approvisionnements en biens et services pour satisfaire sa demande interne. Elle est caractérisée par l'importance du rôle joué par le pétrole notamment en tant que principale source de revenus, le pétrole contribue à plus de 50 % dans la formation du produit intérieur brut (PIB) et 98 % des exportations algériennes.

Dans l'histoire mouvementée du pétrole, l'année 1973 reste gravée dans les mémoires des pays occidentaux et des pays de l'OPEP [37]. La hausse des prix du pétrole annonce une nouvelle ère de réorganisation énergétique.

La forte exposition aux fluctuations des prix du pétrole rend l'économie algérienne plus fragile. En 1986, l'année qui marque la baisse sensible du prix du pétrole, l'économie algérienne ce bascule dans une situation de graves dysfonctionnements et détérioration de la plupart des Indicateurs macroéconomiques, cette situation a duré une quinzaine d'années.

A partir des années 2000, les hausses successives enregistrées par le prix du pétrole ont généré des revenus considérables pour l'Algérie lui permettant de mettre en place des politiques de redynamisation de l'activité économique dans les différents secteurs.

De 2014 jusqu' à aujourd'hui le prix du pétrole a entamé une forte baisse qui a engendré des conséquences très négatives pour les économies pétrolières comme pour l'Algérie.

L'évolution du prix du baril du pétrole brut est l'une des principales sources des fluctuations de l'activité économique et de la croissance économique [38].

II.13. Domaine d'application des hydrocarbures :

Le tableau I.8 regroupe les produits et sous-produits les plus importants [39].

Tableau I.8. : Domaine d'utilisation des produits pétroliers.

Dérivés du pétrole	Domaine d'utilisation
Les dérivés pétroliers à vocation énergétique	Utilisés comme carburant utilisé comme combustibles dans des chaudières, des fours, ou pour la cuisson.
Le fioul lourd	Utilisé pour la propulsion de navires, et certaines centrales de production d'électricité.
Le fioul domestique	Utilisé par les tracteurs agricoles et la propulsion de navires, des groupes électrogènes, le chauffage et la production d'eau chaude.
L'essence	Utilisée dans l'automobile et la petite navigation, et dans certains petits groupes électrogènes, dans certains réchauds.
Le gazole	Utilisé dans l'automobile et le transport routier.
Le kérosène	Utilisé dans l'aviation pour les moteurs à réaction.
Les gaz de pétrole liquéfiés (butane, propane)	Utilisés dans l'automobile, la production d'eau chaude et la cuisson.

Le tableau I.9 résume les principaux produits dérivés [40].

Tableau I.9. : Les principaux produits dérivés du pétrole.

Produits pétroliers	Exemple des dérivés et utilisation
Les carburants	Tel que le propane.
Combustibles liquides mixtes	Essence, kérosène, diesel, peintures, produits de nettoyage.
Les lubrifiants	Pétrole de machines légère, huiles moteur, graisse,...
Paraffine	Utilisé pour l'emballage.
Cire brute	Utilisé comme précurseur de paraffine, de bougies, de revêtement d'oxyde,...
Le soufre	Un sous-produit de l'élimination du soufre à partir du pétrole.
Goudron	Pour le transport vers les entreprises de maçonnerie et pour utilisation sur les toits.
L'asphalte	Utilisé comme un liant pour le gravier dans la formation de l'asphalte, qui est utilisé dans les routes et autre surfaces.
Coke de pétrole	Utilisé dans certains produits à base de carbone, tels que les électrodes ou les combustibles solides.
Distillats et matières premières pour la production de polymères et de produits pharmaceutiques.	Tel que l'éthylène et le benzène-toluène-xylène.

Le pétrole, de nos jours, est la principale source d'énergie dans le monde. Chaque aspect de la vie quotidienne de l'homme est en quelque sorte influencé par l'utilisation du pétrole.

Le pétrole est utile à diverses fins, Les transports, la défense, la technologie, l'industrie, le commerce, la recherche et le développement et de nombreux autres aspects des activités humaines sont directement ou indirectement liés à l'utilisation du pétrole ou de ses sous-produits.

Ses principales utilisations sont :

II.13.1. Transport L'ensemble du système de transport mondial dépend du pétrole, qu'il s'agisse du transport routier, ferroviaire, maritime ou aérien. L'essence et le diesel sont les principales sources d'énergie pour tous les types de véhicules de transport modernes.

II.13.2. Puissance industrielle: Le pétrole est la principale source d'énergie industrielle. Le diesel et l'essence sont utilisés dans les turbines à gaz pour produire de l'électricité.

II.13.3. Chauffage et éclairage: Les huiles plus lourdes sont utilisées dans les installations de chauffage central pour les magasins, les bureaux et les habitations. Le pétrole est également utilisé pour produire de l'électricité à usage industriel et domestique.

II.13.4. Lubrifiants: Les lubrifiants sont très utiles pour tous les types de machines, en particulier pour les machines utilisées dans le transport et l'industrie.

II.13.5. Industrie pétrochimique: Les industries pétrochimique et chimique utilisent les sous-produits du pétrole comme matière première.

II.13.6. Utilisation de sous-produits : Le processus de raffinage sépare diverses fractions d'hydrocarbures et plusieurs sous-produits ont été produits [41].

Les pétro-produits sont utilisés pour produire : engrais chimiques, fibres synthétiques, caoutchouc synthétique, nylon, plastiques, pesticides et insecticides, parfums, colorants, peintures...

II.14. Les hydrocarbures ; entre la santé environnemental et humaine

L'exploitation du pétrole et ses dérivées provoque des changements qu'on considère néfaste pour l'ensemble des organismes ; environnement et être vivants. Ces conséquences sont visibles à long terme et dans le cas des fortes doses (Tableau I.10) [40].

Tableau I.10. : Les conséquences des hydrocarbures sur l'environnement et l'être humain.

Conséquences sur le plan environnemental	Conséquences sur l'être humain
<ul style="list-style-type: none">• Générer des grandes quantités de gaz à effet de serre à cause de l'utilisation des combustibles fossiles, ce qui favorise le changement climatique.• Mort d'organismes par suffocation.• Incorporation de substances cancérigènes dans la chaîne alimentaire.	<ul style="list-style-type: none">• Irritation cutanée.• Inhalation des yeux en cas de contact accidentel ou d'exposition à ses vapeurs.• Nausées, vertiges, maux de tête.• Une pneumonie lipoïde et la mort.• Des symptômes neurotoxiques.

Chapitre II

Généralités sur l'eau de purge

L'eau est une source vitale pour l'humanité, d'où son intérêt dans multiples usages de ce milieu complexe et fragile tel que : utilisations domestiques, industrielles, agricoles et touristiques ainsi, les activités humaines.

La croissance démographique et une gestion souvent incontrôlée des ressources en eaux conduisent néanmoins à une situation inquiétante, non seulement du point de vue de la quantité, mais encore, et davantage, sous l'aspect de la qualité. Les activités humaines non seulement produisent de plus en plus d'eaux usées, contenant des micro-organismes fécaux et divers contaminants (matières organiques, azote, phosphore, micropolluants minéraux et organiques...), induisant un risque pour la santé humaine et les écosystèmes [42].

Une gestion rationnelle des ressources et la prévention des pollutions constituent donc des enjeux prioritaires pour la communauté internationale. Un tour d'horizon des méthodes d'analyse disponibles pour connaître, mesurer et évaluer la pollution des eaux résiduaires est ensuite proposé, jusqu'à l'évocation de leurs limites [42].

II.1. Généralités sur les eaux

L'eau est un composé chimique ubiquitaire sur terre, essentiel pour tous les organismes vivants connus. L'eau est un composé chimique simple :

- ✓ Liquide à température et pression ambiantes.
- ✓ Gazeuse au-dessus de 100°C (212°F)
- ✓ Solide en dessous de 0°C (32°F).

Sa formule chimique est H₂O, c'est-à-dire que chaque molécule d'eau se compose d'un atome d'oxygène et de deux atomes d'hydrogène. C'est notamment un solvant efficace pour la plupart des corps solides trouvés sur terre, l'eau est quelque fois désigné sous le nom : « solvant universel ».

L'eau, élément indispensable à la vie, est une part essentielle du patrimoine mondial, mais aussi essentielle aux activités humaines (Agricultures, industrielles, domestiques...) [43].

II.2. Les eaux de purge de l'industrie pétrolière

II.2.1. Production et origine d'eau de purge

La gestion de l'eau est devenue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière. L'eau est essentielle à la production des carburants. Dans un contexte de très fortes pressions environnementales, énergétiques et sociétales incluant la nécessité de la protection de la ressource en eau et la limitation des émissions de gaz à effet de serre,

L'eau et l'énergie sont intimement liées dans un rapport complexe de production/consommation. De ce fait des préoccupations liées à l'environnement et au stress hydrique provoqué par le changement climatique sont d'actualité dans nos jours. En effet, la croissance de la demande énergétique s'accompagnera inévitablement d'une demande croissante en eau.

L'économie et la gestion raisonnée de ces deux ressources apparaissent actuellement comme des nécessités pour un développement économiquement, socialement et écologiquement durable.

La gestion de l'eau pour la chaîne de production des carburants, de l'extraction des hydrocarbures jusqu'à leur raffinage, est donc devenue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière et à plusieurs utilisations. L'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de :

- ✓ Forage
- ✓ Fracturation hydraulique
- ✓ Complétion et de traitement
- ✓ Des puits.

Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, au cours de la récupération afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production.

Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile [44].

L'eau est reproduite avec les hydrocarbures ce qu'on appelle les eaux de production ; de plusieurs origines. La plus grande partie de l'eau injectée pour les besoins de la production est produite avec les hydrocarbures.

L'eau étant non miscible avec l'huile et naturellement plus mobile qu'elle, ce phénomène est inévitable et explique, en partie, les taux de récupération modestes en fin de récupération.

Sa rapidité et son ampleur dépendent du procédé de récupération, du réservoir et de sa gestion. À cela peuvent s'ajouter des origines telles que :

- Les fuites dans le puits,
- Les fractures entre injecteurs et producteurs ou les venues d'eau à partir de la couche d
- L'eau sous-jacente via des fractures ou la formation de cônes d'eau.

La production des hydrocarbures s'accompagne donc de la production de grandes quantités d'eau. En moyenne, la production de chaque baril d'huile s'accompagne, au niveau mondial, de la production de 3 à 5 barils d'eau. L'eau est donc, en volume, le fluide le plus largement produit par l'industrie pétrolière.

Selon une étude effectuée par IFP Energies nouvelles, la production d'eau peut être estimée pour 2008 à 250 millions de barils/jour (Mb/j) et devrait dépasser 300 Mb/j en 2020, soit une progression de 20 % [45].

Les eaux produites sont de qualité fortement dégradée et elles ont besoin d'un traitement, en fonction de leur destination future.

II.2.2. La qualité des eaux de purge

Les eaux de production ont séjourné pendant des périodes plus ou moins longues dans le réservoir où elles étaient en contact avec l'huile, le gaz et la roche. Comme leur quantité, leur qualité dépend donc de leur origine. Elle varie en fonction de :

- La région,
- La géologie de la formation,
- Types de fluides,
- Procédé de récupération,
- Conditions d'exploitation,
- Entretien des puits et du réservoir.

Au puits producteur, les pressions et les débits varient, les équilibres établis au sein du réservoir sont perturbés, ce qui impacte directement la composition des eaux.

Le plus souvent, l'eau est produite sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile qu'il faut séparer des hydrocarbures. Cette séparation se fait moyennant différents procédés physico-chimiques lors des quels divers additifs sont utilisés, qui se retrouvent dans l'eau après séparation. Une eau de production peut donc typiquement contenir :

➤ *Des particules en suspension (TSS)*

- Minérales : argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, de sulfate et de fer notamment, résidus de corrosion bactérienne comme le FeS, etc.,
- Organiques : émulsions résiduelles, bactéries, asphaltènes, etc.

➤ *Des sels dissous (TDS) de différentes natures,*

➤ *Des métaux lourds et radioactifs,*

➤ *Des produits organiques dissous*

- Des hydrocarbures et notamment : BTEX2, PAH3, phénols et naphthalènes,
- Des additifs liés au management des puits, à la production (forage, complétion, fracturation, traitement de puits), au conditionnement de l'eau d'injection et à la séparation,
- Des additifs pour l'EOR : alcalins, tensioactifs, polymères, bactéries, etc.

➤ *Des bactéries et des résidus de l'activité bactérienne (biofilm, FeS, etc.),*

➤ *Des gaz dissous (CO₂, O₂, H₂S, etc.).*

Les eaux de production sont donc corrosives, instables, huileuses (émulsions, huile dissoute), elles contiennent des particules en suspension de taille submicronique à millimétrique ; elles sont également biologiquement actives, toxiques (métaux lourds, radioactivité, produits chimiques) et leur salinité peut atteindre la saturation [45].

II.3. Les hydrocarbures aromatiques polycycliques

II.3.1. Structure chimique et formation des hydrocarbures aromatiques polycycliques

Ce sont des molécules principalement formées par la condensation linéaire ou angulaire de cycles benzéniques. La plupart des molécules soient formées par condensation, certains HAP ont leurs cycles liés par les sommets ou même grâce à des chaînes aliphatiques [46].

La majorité des HAP est constituée de 2 à 6 cycles et les poids moléculaires varient approximativement entre 130 et 280 (g. mole⁻¹). Les HAP peuvent être subdivisés en 2 sous-groupes :

- ✓ Les HAP de faible masse moléculaire (HAP légers): Nombre de cycles compris entre 2 et 3.
- ✓ Les HAP de masse moléculaire élevée (HAP lourds) : Composés de 4 à 6 cycles [47].

La formation des HAP apparaît lors de la combustion incomplète ou de la pyrolyse de matière organique comme le bois, les produits pétroliers, le charbon ou les aliments. Elle peut également avoir lieu à basse température (100-150 °C) avec cependant une cinétique très lente.

En effet, ces composés sont présents dans les émissions industrielles, les émissions liées au chauffage domestique et au transport, ainsi que dans celles des stations d'incinération de déchets. Les procédés technologiques tels que le fumage, le grillage, le séchage et la torréfaction des aliments génèrent également des quantités de HAP non négligeables [48].

II.3.2. Toxicité des hydrocarbures

Le tableau II.1 regroupe quelques points sur la toxicité des hydrocarbures aromatiques polycycliques. Un avis sur la toxicité des HAP a été émis il y a vingt ans par le Centre International de la Recherche sur le Cancer [49]. La liste des facteurs toxiques équivalents pour les hydrocarbures polycycliques aromatiques proposée par Nisbet et Lagoy (1992) et par l'AFSSA. Opinion de la Commission Européenne pour la génotoxicité des hydrocarbures polycycliques aromatiques [50].

L'intérêt porté aux HAP est lié à la toxicité de certaines molécules auxquelles l'homme est susceptible d'être exposé via l'air, l'eau et les aliments. Les HAP étant solubles dans les tissus gras, ils pourront être adsorbés par les tissus organiques tels que les poumons, l'intestin ou même demeurer au niveau de la peau.

La toxicité dépend très fortement de la molécule et de la dose considérée [51]. Certaines molécules telles que le dibenzo [ah] Anthracène (DahA), le benzo[a]Pyrène (BaP), l'indéno [1,2,3-cd] pyrène (IP) et le benzo[a]Anthracène (BaA) sont particulièrement toxiques et ont des effets cancérigènes et mutagènes [50].

L'Agence pour la Protection de l'Environnement Américaine (Environmental Protection Agency, US-EPA) a établi une liste de 16 HAPs regroupant les polluants prioritaires (Figure II.1).

Tableau II.1. : La toxicité des hydrocarbures aromatiques polycycliques.

Les hydrocarbures aromatiques	facteurs toxiques		Effet toxique
benzo[b]fluoranthène	0,1	0,1	Génotoxique
benzo[j]fluoranthène	/	0,1	Génotoxique
benzo[k]fluoranthène	0,1	0,1	Génotoxique
indéno[1,2,3-cd]pyrène	0,1	0,1	Génotoxique
benzo[a]pyrène	1	1	Génotoxique
dibenzo[a,h]anthracène	5	1	Génotoxique
cyclopenta[c,d]pyrène	/	/	Génotoxique
dibenzo[a,e]pyrène	/	/	Génotoxique
dibenzo[a,h]pyrène	/	/	Génotoxique
dibenzo[a,i]pyrène	/	/	Génotoxique
dibenzo[a,l]pyrène	/	/	Génotoxique
5-méthylchrysène	/	/	Génotoxique

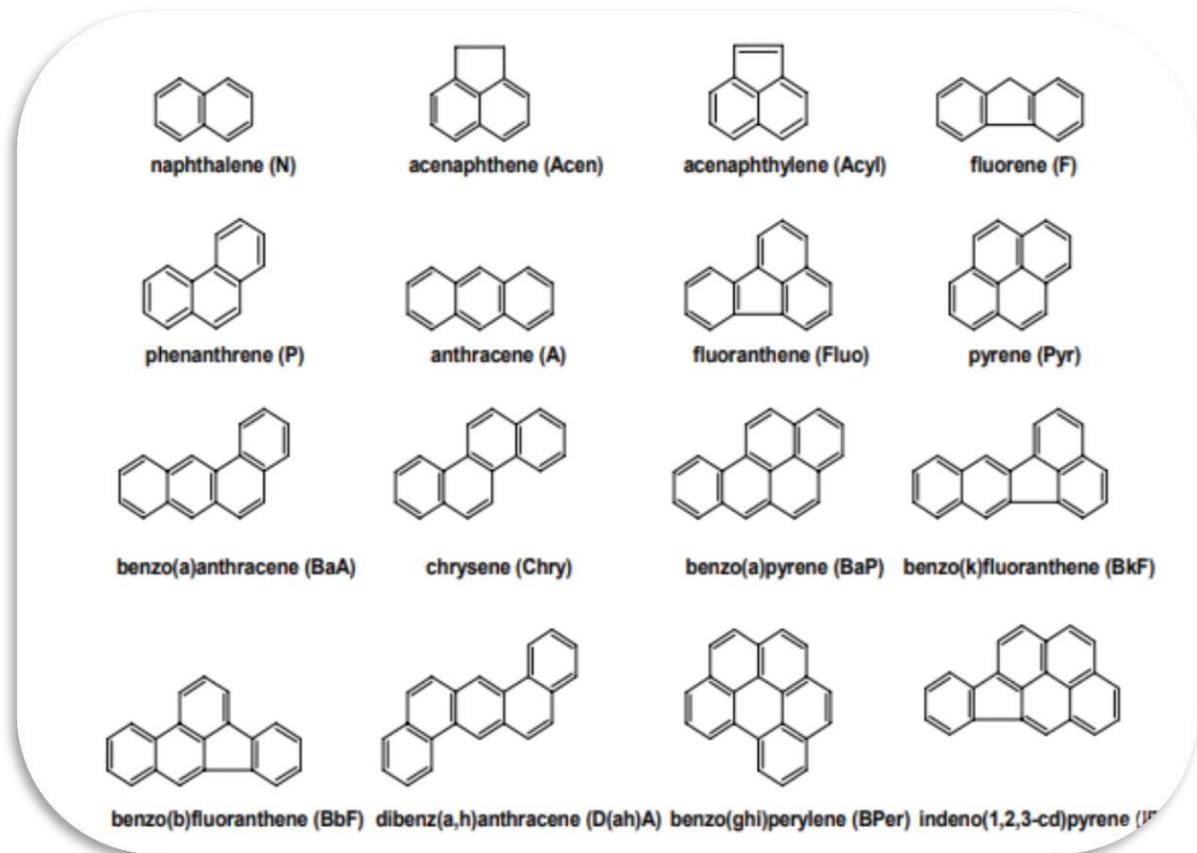


Figure II.1. : la liste prioritaire de l'US-EPA des hydrocarbures aromatiques polycycliques(HAP).

II.3.3. Dégradation des hydrocarbures aromatiques polycycliques

Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), subissent le phénomène de dégradation lorsqu'ils sont rejetés dans l'environnement. L'ampleur de ce phénomène dépend des conditions de milieu mais aussi des propriétés intrinsèques des composés. Ainsi, au sein de la famille des HAP, la résistance à la dégradation et, par conséquent, la persistance dans le milieu, varie notablement selon la molécule considérée.

L'hétérogénéité des comportements des diverses molécules aromatiques face au processus de dégradation ; s'explique avec le principe fondamental de l'existence d'une corrélation entre le poids moléculaire du composé et sa résistance à la dégradation.

Ce principe s'applique à la distribution globale en HAP, mais aussi à chacun des composés considérés individuellement à travers la distribution en dérivés substitués et composés parents. Plus les molécules sont de petite taille, plus elles sont sujettes aux processus de dégradation. Par conséquent, au sein d'un échantillon fortement dégradé, on notera une augmentation relative des composés de haut poids moléculaire [52].

II.4. Les métaux lourds

Contrairement à d'autres polluants, comme les hydrocarbures dérivés du pétrole, et aux déchets qui envahissent l'environnement au vu de tout le monde, les métaux lourds s'accumulent subrepticement, pour finir par atteindre des seuils toxiques.

Les métaux proviennent principalement de l'érosion des roches, des sols et des sédiments où ils sont présents à l'état naturel et mais aussi majoritairement des activités humaines.

Les métaux traces sont présents dans tous les compartiments de l'environnement, à la fois parce qu'ils sont naturellement présents, ou parce que certaines activités de l'homme favorisent leur dispersion.

Certains métaux vont se lier à la matière organique, d'autres vont précipiter, toutes ces formes vont finir par se déposer sur le fond. Les métaux présentent la particularité d'être adsorbés non seulement sur la surface des particules, tels que les oxydes de fer et de manganèse [53], mais aussi absorbés par les particules elles-mêmes [54].

Les eaux de purge à leurs tours peuvent contenir des quantités de métaux lourds, qui varie selon plusieurs critères dont le principale est le facteur géologique, parmi ces métaux en peut citer : le Plomb, le Cuivre, le Fer, le Nickel, le Chrome... [6].

Chapitre III

Matériels et Méthodes d'Analyses

III.1. Matériels et produits physico-chimiques utilisées

Afin d'atteindre l'objectif initial du travail on doit passer à l'exécution de certaines méthodes pratique, c'est pour cela plusieurs matériels (Tableau III.1) ont été utilisé, et puis pour certains procédés des étalons ont été préparer à base d'un ensemble de produits chimiques citer dans le tableau III.2 :

Tableau III.1. : Le matériels utilisés dans l'ensemble des analyses effectuer.

Matériels (Verrerie)
Fiole jaugée (250ml-100ml-50ml-25ml)
Bécher (250ml-75ml-50ml)
Erlenmeyer (50ml)
Eprouvette graduée (50ml)
Tubes à essai+ support
Pissette
Entonnoir
Poire
Pipette graduée (10ml)
Balance
Tubes à centrifuge (15ml)
Spatule
Verre de montre
Flacon en verre (250ml-75ml)
Papier filtre
Micro-filtre (0.45 μ m+0.20 μ m)

Tableau III.2. : Les produits chimiques utilisés dans les différentes analyses.

Produits Chimiques
Acétonitrile C₂H₃N grade HPLC
Eau distillé H₂O
Nickelsulfat-6-hydrat NiSO₄+6H₂O
Chlorure de Plomb PbCl₂
Potassium dichromate K₂Cr₂O₇

III.2. Echantillonnage

Après avoir visité le terminal marin de Bejaia ; on a choisi le point idéal afin de prendre les échantillons, pour pouvoir continuer les autres étapes du travail. La figure III.1 représente un schéma détaillé et explicatif des différents points de prélèvements des échantillons.

Le choix a été basé sur certains critères tel que :

- Prendre le temps nécessaire pour suivre le remplissage des bacs.
- Laisser le temps pour la décantation.
- Chercher le bac idéal.

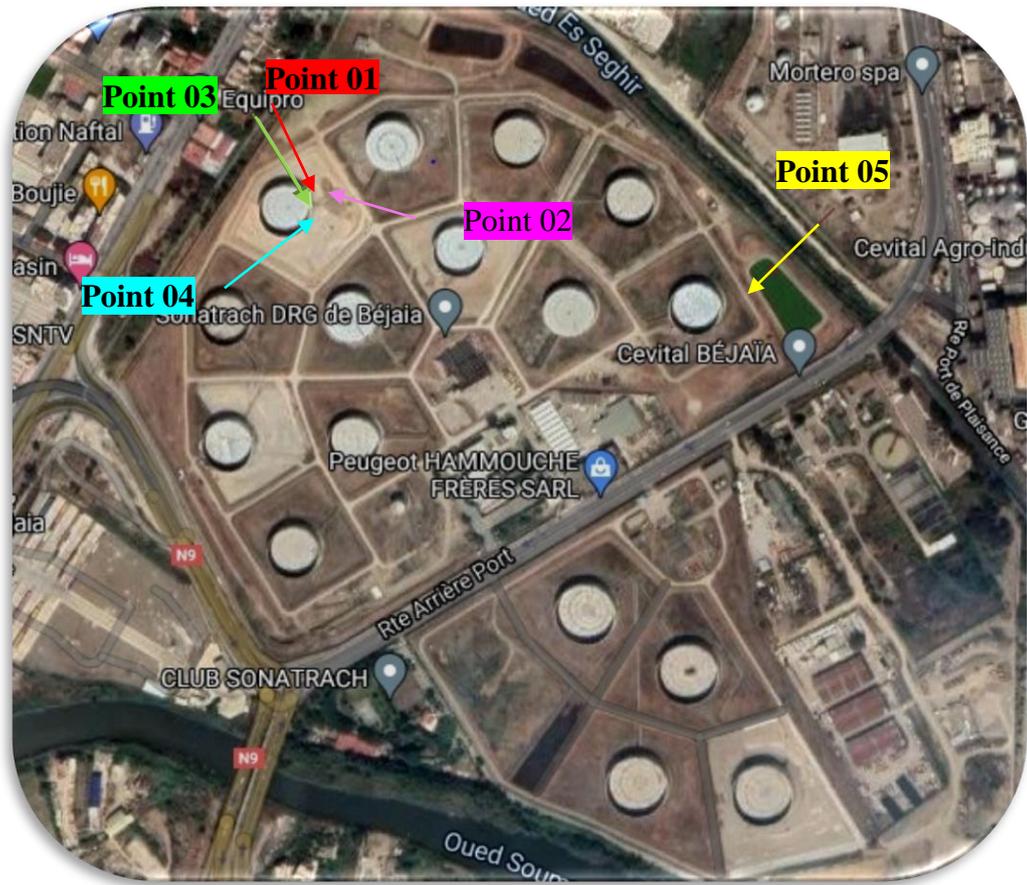


Figure III.1. :Schéma explicatif des différents points de prélèvements des échantillons.

L'échantillonnage a été effectué dans le parc Nord du Terminal Marin de Béjaïa. Le choix des points de prélèvement a été fait en suivant le chemin que traverse l'eau de drainage dès sa sortie du bac à l'arrivée à la sortie du terminal. Au final on a sorti avec cinq échantillons à analyser selon le tableau III.3, les échantillons sont étiquetés avec des informations de prélèvement illustré sur la figure III.2.



Figure III.2. : l'ensemble des échantillons prélevés.

L'échantillonnage a été fait au niveau du bac « D10 » et auprès du séparateur qui accompagne ce dernier, et concernat le dernier point de prélèvement c'était a la sortie du terminal. Les échantillons prélever sont conserver dans des flacons en verre stérile.

Tableau III.3. :La référence de chaque point de prélèvement.

Nombre d'échantillons	Symbole	Le point de prélèvement	L'emplacement du point de prélèvement
Echantillon 01	E1	01	A l'instant de sa sortie du bacde stockage A la sortie du bac
Echantillon 02	E2	02	Après quelques minutes de sa sortie du bac A la sortie du bac
Echantillon 03	E3	03	Récuperer dans le séparateur
Echantillon 04	E4	04	Récuperer a la sortie du séparateur
Echantillon 05	E5	05	Récuperer du bloc des eaux usée a la sortie du terminal

III.3. Méthodes d'analyses

III.3.1. Détermination du pH : méthode électrométrique

Le pH ou le potentiel à hydrogène est l'un des paramètres chimiques fondamentaux de l'eau. Lorsqu'il s'agit de déterminer la qualité et l'acidité d'une eau (Tableau III.4). Il est déterminé à partir de la quantité d'ions d'hydrogène (H^+) ou d'ions hydroxyde (OH^-) contenus dans la substance.

Tableau III.4. : La nature d'eau en fonction du pH.

Ph	Qualité de l'eau	L'état des ions (H^+), (OH^-)
pH = 7	L'eau est neutre	$N^\circ (H^+) = N^\circ (OH^-)$
7 < pH < 14	L'eau est basique	$N^\circ (H^+) < N^\circ (OH^-)$
1 < pH < 7	L'eau est acide	$N^\circ (H^+) > N^\circ (OH^-)$

La valeur du pH est à prendre en considération lors de la majorité des opérations de traitement de l'eau, parce que certains procédés nécessitent d'être réalisés avec un pH spécifique pour être efficace [55].

III.3.1.1. Principe

La mesure de la différence de potentiel existant entre une électrode de verre et une électrode de référence (calomel saturé en KCl) plongeant dans une même solution, est une fonction linéaire du pH de celle-ci. Selon la loi de NERNST, le potentiel de l'électrode est lié à l'activité des ions H^+ [50]: $E = E^\circ + (2.3 \times R \times \frac{T}{n} \times F) \times \log a_H$

D'où

E : Potentiel mesuré ;

E° : Constante dépendant du choix de l'électrode de référence et des solutions internes ;

R : Constante des gaz (J/K.mol) ;

T : température absolue en °C

n : charge de l'ion ;

F : constante de Faraday = 96500

a_H : activité de l'ion dans l'échantillon (H^+).

III.3.1.2. Mode opératoire

Étalonnage de l'appareil à $T = 20^{\circ}\text{C}$, par la solution de $\text{pH} = 4$, puis celle du $\text{pH} = 10$ et enfin avec celle de $\text{pH} = 7$, en rinçant après chaque étalonnage l'électrode. Faire les mesures des échantillons à $T = 20^{\circ}\text{C}$ en plongeant l'électrode dans l'échantillon et laisser stabiliser pendant quelques secondes (Figure III.3) ; noter la valeur du pH de l'échantillon [56].



Figure III.3. : la mesure du pH en utilisant le pH -mètre.

III.3.2. La conductivité

La conductivité électrique d'une eau traduit l'aptitude que possède celle-ci à laisser passer le courant électrique.

Le transport des charges se faisant par l'intermédiaire des ions contenus dans l'eau, il est logique d'admettre que la conductivité d'une eau sera d'autant plus importante que sa minéralisation sera élevée.

La conductivité électrique (C) d'une eau est la conductance (c) d'une eau comprise entre deux électrodes métalliques de 1 cm^2 de surface, séparée l'une de l'autre par une distance de 1 cm . La conductivité c 'est l'inverse de la résistivité R [55]. : $C = \frac{1}{R}$

L'unité de conductivité utilisée en chimie des eaux est le micro Siemens par centimètre ($\mu\text{S}/\text{cm}$). La relation entre la conductivité et la résistivité s'écrit :

$$\text{Résistivité [Ohm. cm]} = \frac{1.000.000}{\text{Conductivité } (\mu \frac{\text{S}}{\text{cm}})}$$

III.2.2.1. Appareillage

- Conductimètre avec une cellule pour mesurer la conductivité.
- Thermomètre ou sonde de température (figure III.4).

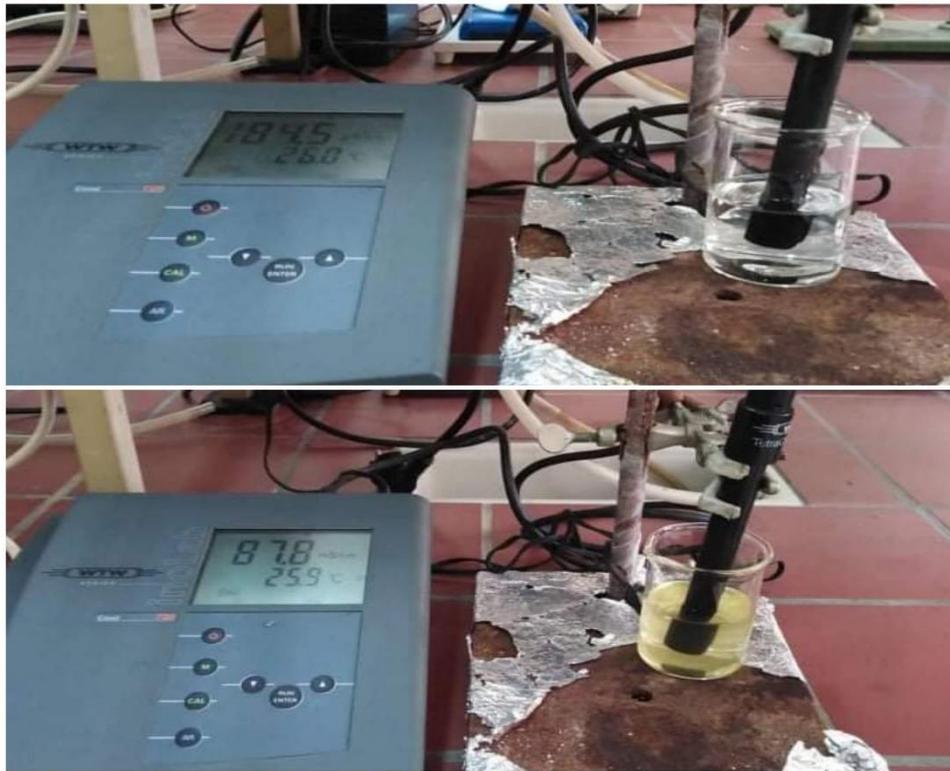


Figure III.4. : La mesure de la conductivité via le conductimètre.

III.3.3. La densité

La densité est définie comme le rapport entre la masse du produit (c'est-à-dire comme s'il était pesé sous vide) et son volume. L'unité SI cohérente pour la densité est en kg/m^3 et devrait normalement être utilisée pour définir les valeurs de densité des produits [57].

Pour réaliser les différentes mesures nous avons utilisés une balance et un pycnomètre selon la figure III.5.



Figure III.5. : la méthode de mesure de la densité avec pycnomètre.

Le pycnomètre est un flacon en verre spécialement conçu, généralement d'un volume défini. Il est fréquemment utilisé pour déterminer la masse volumique des liquides.

Le pycnomètre est pesé vide puis rempli de liquide. La différence de masse est divisée par le volume du pycnomètre, pour obtenir la masse volumique du liquide.

III.3.4. La filtration

La filtration est une technique qui permet de séparer les constituants d'un mélange lorsqu'un des constituants est sous la phase liquide et l'autre est sous la phase solide, qui y sont présentes en suspension, par l'aide d'un entonnoir, elle se réalise par le passage de la suspension à travers un milieu filtrant adéquat. La vitesse de passage du liquide dépend de la perte de charge dans les canaux du milieu filtrant.

On utilise pour cela des filtres, généralement en papier, coniques ou plissés, à travers lequel le liquide s'écoule sous l'action de son propre poids. La différence de pression est créée par la hauteur du liquide sur le filtre. A la fin de cette opération physique on obtient selon la figure III.6[58]:

- ✓ Le résidu : les grosses particules retenues sur le papier filtre.
- ✓ Le filtrat : ce qui traverse le filtre.

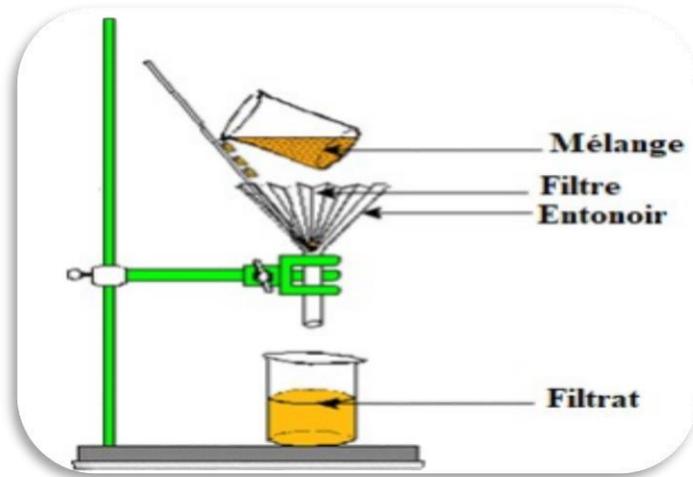


Figure III.6. : Montage de filtration par gravité.

Par contre la microfiltration est une séparation de particules de l'ordre de micromètre. Les applications de la filtration courante résultent de la séparation d'un solide dispersé dans un liquide pour obtenir:

- ✓ Un liquide clarifié, débarrassé des particules solides.
- ✓ Un solide essoré de l'excès de liquide [58].

Après une décantation ou une centrifugation, les corps solides et liquides sont séparés mais dans un même récipient. La filtration va permettre de séparer physiquement le solide d'un liquide en faisant passer le mélange dans un filtre plus ou moins gros. Les corps solides sont piégés dans le filtre et le liquide est récupéré dans un récipient comme on peut l'observer sur la figure III.7.



Figure III.7. : La filtration avec du papier filtre.

III.3.5. La centrifugation

La centrifugation est un procédé de séparation mécanique des composés d'un mélange en fonction de leur différence de densité en les soumettant à une force centrifuge entraînée dans un mouvement de rotation. En utilisant la centrifugeuse, une machine tournante à grande vitesse (figure III.8).



Figure III.8. : Le procédé de centrifugation.

Le mélange à séparer peut-être constituer soit de :

- ✓ Deux phases liquides,
- ✓ Particules solides en suspension dans un fluide [59].

III.3.5.1. Principe de la technique

Tout corps plongé dans un liquide subit l'action de deux forces :

- Son poids : dirigé vers le bas
- La poussée d'Archimède : dirigée vers le haut.

Dans le cas où sa densité est :

- Supérieure à celle du milieu => la force résultante sera dirigée vers le bas le corps descendra dans le liquide.
- Inférieure à celle du milieu => la force résultante sera dirigée vers le haut => le corps remontera dans le liquide.

Tous les constituants contenus dans un échantillon sont soumis à la gravité, et à la poussée d'Archimède.

En faisant tourner l'échantillon (Figure III.9), on fait apparaître une nouvelle force, la force centrifuge qui est une accélération qui s'exerce radialement vers l'extérieur de l'axe de rotation et qui va pousser les particules vers l'extérieur du rotor, c'est-à-dire le fond du tube à centrifuger, Elle est exprimée en Newton [59].

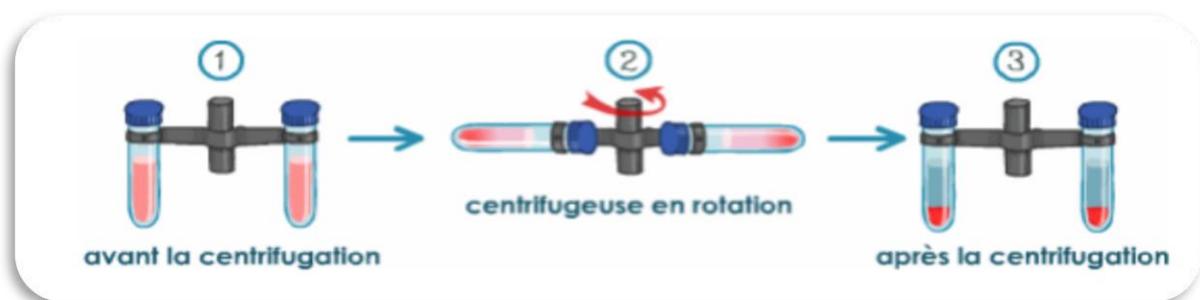


Figure III.9. : Schéma explicatif du fonctionnement d'une centrifugeuse.

III.3.6. La matière en suspension (MES)

Les matières en suspension (MES) constituent l'ensemble des particules minérales et/ou organiques présentes dans une eau naturelle ou polluée.

Elles peuvent être composées de particules de sable, de terre et de sédiment arrachées par l'érosion, de divers débris apportés par les eaux usées ou les eaux pluviales très riches en MES, d'êtres vivants planctoniques (notamment les algues).

Elles correspondent à la concentration en éléments non dissous d'un échantillon. L'abondance des matières en suspension dans l'eau favorise la réduction de la luminosité et abaisse la production biologique du fait, en particulier, d'une chute de l'oxygène dissous consécutive à une réduction des phénomènes de photosynthèse [55].

III.3.6.1. Détermination des solides en suspension par la méthode gravimétrique

Cette méthode sert à déterminer les solides en suspension dans l'eau. Le domaine d'application se situe entre 1 et 20 000 mg/l. Une limite de détection plus basse peut être obtenue en filtrant un volume d'échantillon plus grand [60].

La détermination des solides en suspension est faite en filtrant une portion d'échantillon au travers d'un filtre « Whatman 934 AH » préalablement pesé. Lorsque la filtration est terminée, le résidu est séché à 105 °C et pesé de nouveau. Le poids de solides en suspension est obtenu par différence des poids [60].

III.3.6.2. Matériels utilisés

La figure III.10 regroupe l'ensemble du matériel nécessaire à l'exécution de cette analyse :

- Rampe de filtration et entonnoir à filtration.
- Filtre Whatman 934 AH 47 mm ou l'équivalent.
- Étuve à une température de 105 °C ± 2 °C.
- Balance analytique dont la sensibilité est de 0,1 mg.
- Pompe à vide.
- Chronomètre.
- Un bécher pour la décantation des solides.



Figure III.10. : La mesure des matières en suspension.

III.3.6.3. Mode opératoire

- Peser le filtre et la cupule d'aluminium à l'aide d'une balance analytique (immédiatement avant de l'utiliser).
- Homogénéiser l'échantillon.
- Filtrer un volume d'échantillon homogène à travers le filtre Whatman 934 AH ou équivalent de façon à mesurer un maximum de 200 mg de matières en suspension.
- Noter le volume d'échantillon filtré.
- Laver le cylindre et l'entonnoir avec 3 portions de 10 ml d'eau que l'on videra sur le filtre en s'assurant que tout le filtre soit bien rincé. Attendre que l'eau soit filtrée avant l'ajout d'une autre portion de 10 ml.
- Faire sécher à l'étuve à 105 °C pendant une heure.
- Laisser refroidir, peser le filtre et la cupule jusqu'à l'obtention d'un poids constant c'est-à-dire que la différence entre 2 pesées successives soit inférieure à 4 % du poids précédent ou 0,5 mg en répétant le cycle (séchage - refroidissement - pesage).
- Le Calcul et l'expression des résultats est réalisé selon l'équation suivante:

$$E = \frac{(A - B) \times 1000000}{D}$$

E : quantité de matières en suspension (mg/L);

A : poids du filtre + solide (g) (après 105°) ;

B : poids du filtre vierge (g) (avants 105°) ;

D : volume échantillon utilisé (ml).

III.3.7. La Spectrométrie d'absorption Atomique (SAA)

La spectrométrie d'absorption atomique (SAA), permet de doser dans pratiquement toute sorte d'échantillon, un ou plusieurs éléments prédéfinis.

Les dosages sont exécutés en utilisant des appareils spécifiques (figure III.11), en suivant l'une de ces méthodes. Les applications sont très nombreuses [61].



Figure III.11. : La spectrométrie d'absorption atomique (SAA).

Le principe de base de la méthode d'analyse chimique par SAA repose sur des mesures d'absorption d'une radiation lumineuse, réalisées sur une substance minérale (cations métalliques) ramenée à l'état d'atomes libres. Appelée aussi photométrie de flamme par émission, lors de laquelle les atomes libres formés sont amenés par excitation à un niveau énergétique supérieure ($n=2$) puis retournent à l'état fondamental ($n=1$), suivie de l'émission d'une longueur d'onde appelée raie de résonance qui dépend de la nature de l'élément excité à un potentiel d'excitation et une température de flamme qui lui sont propres [62]. L'intensité de la raie émise est proportionnelle aux nombres d'atomes excités (Figure III.12).

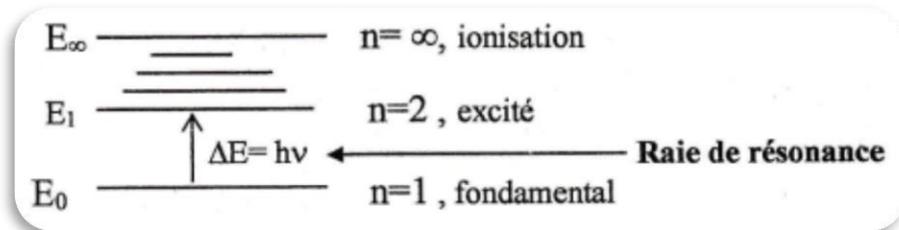


Figure III.12. : La raie de résonance.

III.3.8. UV-Visible

La spectroscopie ultraviolet-visible ou spectrométrie ultraviolet-visible est une technique de spectroscopie mettant en jeu les photons dont les longueurs d'onde sont dans le domaine de l'ultraviolet.

Elle est basée sur la propriété des molécules d'absorber des radiations lumineuses de longueurs d'onde déterminée (figure III.13) [63].



Figure III.13. : L'ensemble des échantillons durant l'analyse de l'UV-Visible.

III.3.8.1. Domaine UV-visible de la spectrophotométrie

Un soluté coloré ou chromophore absorbe la lumière visible (longueurs d'onde comprises entre 400 et 800 nm). On parle de spectro-photo-colorimétrie ou plus simplement de colorimétrie. Certaines solutions absorbent dans l'ultraviolet (longueurs d'onde inférieures à 380 nm), on parle alors de spectrophotométrie UV (Figure III.14).

Un spectrophotomètre mesure l'absorbance d'une solution à une longueur d'onde donnée. Un dispositif monochromateur permet de générer, à partir d'une source de lumière visible ou ultraviolette, une lumière monochromatique, dont la longueur d'onde est choisie par l'utilisateur. La lumière monochromatique incidente d'intensité I_0 traverse alors une cuve contenant la solution étudiée, et l'appareil mesure l'intensité I de la lumière transmise. La valeur affichée par le spectrophotomètre est l'absorbance à la longueur d'onde étudiée.

Le spectrophotomètre peut être utilisé pour mesurer de manière instantanée une absorbance à une longueur d'onde donnée ou pour produire un spectre d'absorbance (spectrophotomètre à balayage). Dans ce dernier cas, le dispositif monochromateur décrit en un temps court l'ensemble des longueurs d'onde comprises entre deux valeurs choisies [64].

Le principe de fonctionnement d'un spectrophotomètre UV est illustré dans le schéma ci-dessous (Figure III.15) :

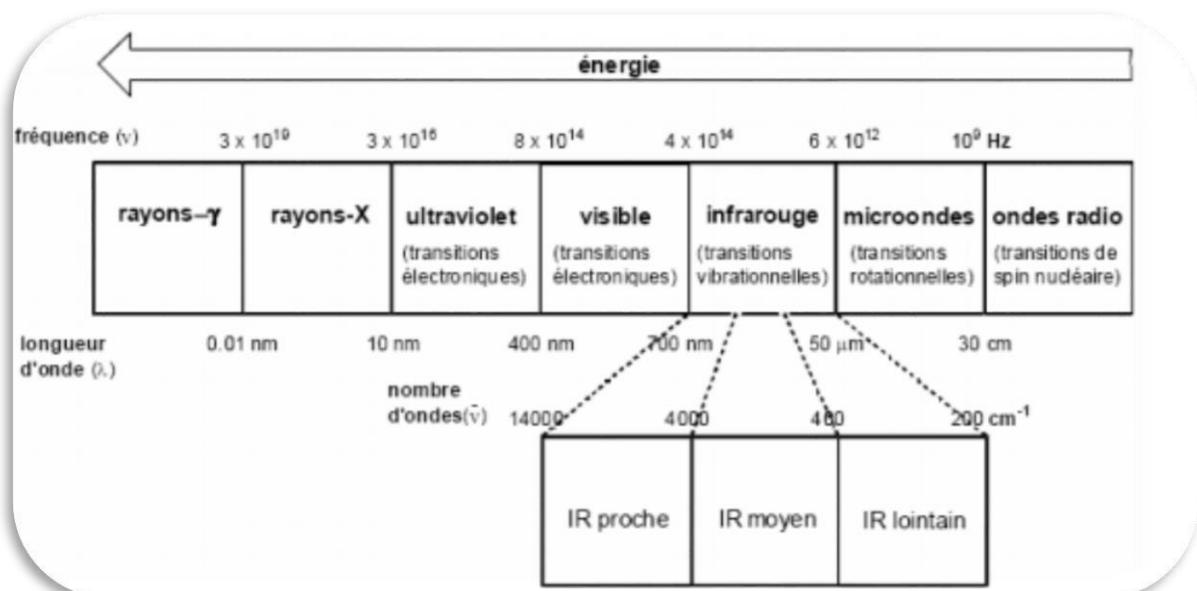


Figure III.14. : Le spectre électromagnétique.

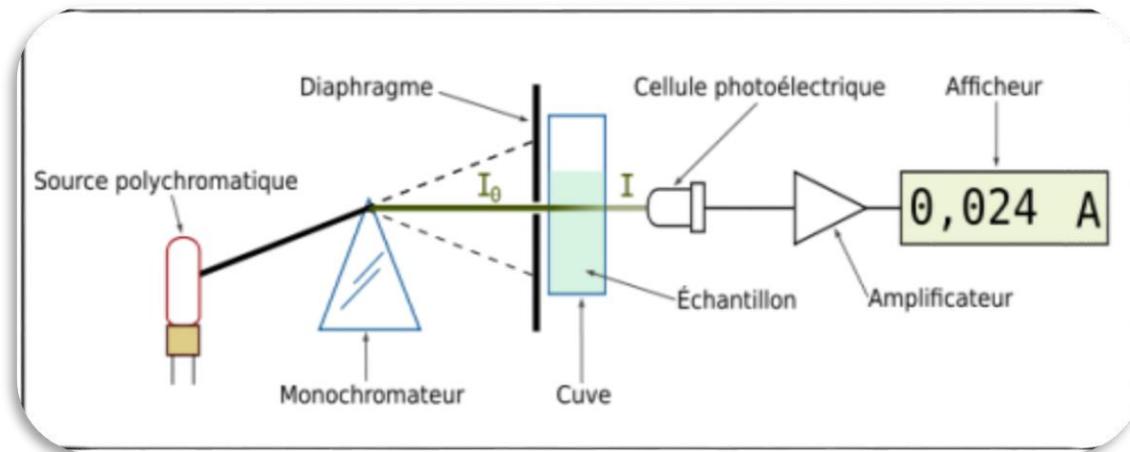


Figure III.15. : Principe du spectrophotomètre UV-visible mono-faisceau.

Les spectromètres UV-Visible permettent d'obtenir le spectre des composés examinés sous la forme d'un tracé de la transmittance, ou de l'absorbance en fonction des longueurs d'onde repérées en abscisses, ici en nanomètres.

En optique, la transmittance T est une mesure de l'atténuation d'un faisceau lumineux monochromatique basée sur la comparaison entre l'intensité lumineuse transmise (I) et l'intensité incidente (I_0) selon que l'échantillon est placé ou non sur le trajet optique entre la source et le détecteur. T est exprimé par un nombre fractionnaire ou sous forme de pourcentage

$$: \quad T = \frac{I}{I_0} \quad \text{ou} \quad \%T = \frac{I}{I_0} \times 100$$

L'absorbance est la grandeur définie par : $A = -\log T$

Les spectres des composés pris en phase condensée, purs ou en solution, présentent généralement des bandes d'absorption larges et peu nombreuses. Mais les spectres obtenus à partir d'échantillons à l'état gazeux et sous faible pression font apparaître « une structure fine » [61].

III.3.9. La spectrophotométrie Infrarouge (IR)

Le rayonnement infrarouge (IR) fut découvert en 1800 par Frédéric Wilhelm Hershel [66]. Ces radiations localisées au-delà des longueurs d'onde dans le rouge, sont situées entre la région du spectre visible et des ondes hertziennes. Le domaine infrarouge s'étend de $0,8\mu\text{m}$ à $1000\mu\text{m}$. Il est arbitrairement divisé en 3 catégories (Figure III.14) Le spectre électromagnétique.):

- | | | |
|---------------------------|---|--|
| A- Le proche infrarouge | → | (0,8 à 2,5 μ m) soit 12500-4000 cm^{-1}) |
| B- Le moyen infrarouge | → | (2,5 à 25 μ m soit 4000-400 cm^{-1}) |
| C- Le lointain infrarouge | → | (25 à 1000 μ m soit 400-10 cm^{-1}) |

III.3.9.1. Principe de la spectroscopie infrarouge

La spectroscopie IR est basée sur l'interaction de la lumière IR avec le nuage électronique des liaisons chimiques.

Généralement dans la majorité des spectroscopies optiques comme la spectroscopie de fluorescence, l'absorption d'énergie permet à un électron d'une liaison chimique de passer d'un état fondamental à un état excité. Dans le cas de la spectroscopie d'absorption IR, le rayonnement émis n'est pas assez énergétique pour provoquer des transitions électroniques, mais il induit des transitions entre les niveaux d'énergie vibrationnelle [65].

Les vibrations moléculaires sont à l'origine de l'absorption du rayonnement infrarouge (IR) par la matière, car les niveaux d'énergie moléculaires vibrationnels sont séparés par des énergies qui tombent dans le domaine infrarouge du spectre électromagnétique [63].

Lors de cette interaction il y a émission de radiations à des longueurs d'onde différentes de celle de la radiation incidente.

Il existe deux sortes de spectrophotomètre IR :

- Le spectromètre à balayage : il s'agit du modèle le plus classique, semblable aux spectrophotomètres utilisés en spectroscopie UV-visible.
- Le spectromètre à transformée de Fourier (Figure III.16) : il est identique à un spectromètre à balayage le système dispersif est remplacé par un interféromètre dont la position est ajustée par laser [65].

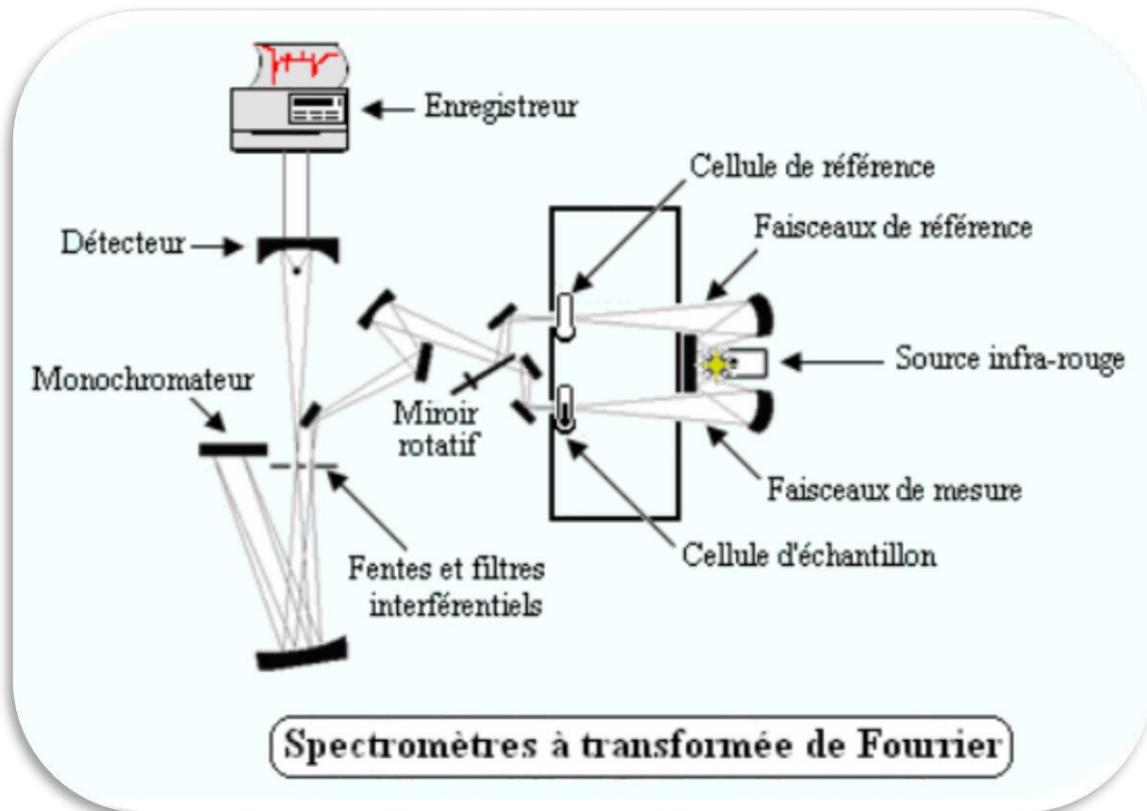


Figure III.16. : Schéma du principe du spectromètre Infrarouge [65].

III.3.10. La chromatographie en phase liquide à haute performance (HPLC)

La chromatographie liquide à hautes performances (HPLC) est une méthode séparative :

- D'adsorption
- De partage
- D'échange d'ion
- D'exclusion stérique.

Cette technique utilise une phase mobile liquide, de force ionique variable, généralement constituée d'un mélange de solvants. La phase mobile traverse la colonne contenant une phase stationnaire qui est constituée de matériaux monolithiques poreux ou de microparticules sphériques ayant un diamètre compris entre 2 et 10 μm .

Les phases stationnaires composées de silice greffée avec des chaînes linéaires de 8 ou 18 atomes de carbones (C8 et C18) sont utilisées en phase inverse. La phase inverse est particulièrement adaptée à la rétention des composés apolaires, tels que les hydrocarbures. Le

caractère hydrophobe des hydrocarbures aromatiques permet à ces composés d'être retenus par des colonnes de type phase inverse.

La séparation des hydrocarbures aromatiques en phase inverse est la plus répandue et utilise pour la phase mobile des mélanges de solvants ayant des polarités différentes, tels que l'eau, l'acétonitrile et le méthanol. La création d'un gradient d'élution au cours de la séparation, grâce aux variations de polarité de la phase mobile, permet de modifier la rétention des composés. Pour une phase mobile constituée d'un mélange d'eau et d'acétonitrile, l'augmentation de la concentration en acétonitrile au cours de l'élution permet de diminuer la polarité de la phase et donc l'élution des composés plus hydrophobes [66].

Pour le détecteur à fluorescence, les deux propositions possibles de programmation de longueurs d'onde d'excitation et d'émission sont reprises dans le tableau ci-dessous [67]:

Tableau III.5. : Les paramètres de détection des 15 hydrocarbures aromatiques polycycliques.

Composé		ISSep		Norme ISO	
		Longueur d'onde (nm)		Longueur d'onde (nm)	
		Excitation	Emission	Excitation	Emission
1	Naphtalène				
2	Acénaphthalène				
3	Fluorène	260	330	275	350
4	Phénanthrène	250	374		
5	Anthracène	250	400	260	420
6	Fluoranthène				
7	Pyrène			270	440
8	Benzo(a)anthracène	270	400	260	420
9	Chrysène				
10	Benzo(b)fluoranthène				
11	Benzo(k)fluoranthène				
12	Benzo(a)pyrène	290	430	290	430
13	Dibenzo(ah)anthracène				
14	Benzo(ghi)pérylène				
15	Indéno(1.2.3.cd)pyrène	305	500	305	500

Les composés à séparer (solutés) sont mis en solution dans un solvant. Ce mélange est introduit dans la phase mobile liquide (éluant). Suivant la nature des molécules, elles interagissent plus ou moins avec la phase stationnaire dans un tube appelé colonne chromatographique. La phase mobile poussée par une pompe sous haute pression, parcourt le

système chromatographique. Le mélange à analyser est injecté puis transporté au travers du système chromatographique (Figure III.17). Les composés en solution se répartissent alors suivant leur affinité entre la phase mobile et la phase stationnaire. En sortie de colonne grâce à un détecteur approprié les différents solutés sont caractérisés par un pic. L'ensemble des pics enregistrés est appelé chromatogramme [68].



Figure III.17. : L'appareil de la chromatographie liquide à haute performance durant l'exécution de l'analyse.

Chapitre IV

Résultats et discussions

IV.1. Le potentiel d'Hydrogène (pH)

La figure IV.1 représente la variation du pH en fonction des nombres de filtrations, ce dernier comporte de la même manière avec les cinq échantillons. On observe que le pH diminue au fur et à mesure avec l'augmentation de nombre de filtrations, sauf qu'on a une légère augmentation du pH cela dans l'avant dernier point qui correspond à la quatrième filtration par gravité.

Concernant les valeurs du pH qui correspondent aux échantillons E1, E2, E3 et E4 on constate que ce dernier varie d'un milieu moins acide vers des milieux plus acides donc le facteur d'acidité augmente.

En ce qui concerne le dernier échantillon E5, le pH varie d'un milieu fortement basique vers des milieux plus au moins basiques et va vers des milieux neutres.

Selon l'OMS, le pH des eaux naturelles se situe dans l'intervalle suivant [6.5 – 8.5], on compare cette norme avec les résultats trouvés ci-dessous on peut constater que pour l'échantillon E1 et E2 l'eau est très acide même après la filtration, par contre pour les trois autres échantillons E3, E4, E5 au fur et à mesure des filtrations le pH se dirige vers des zones plus au moins stables et se situe dans l'intervalle de la norme citée au paravant.

On observe notamment la dégradation et le changement de l'acidité, avec le changement de la matière organique ; plus on s'éloigne de la source de pollution (premier point de prélèvement) plus l'acidité diminue et les échantillons rentrent dans un milieu moins acide voire même basique.

Selon ces résultats, la matière qui donne la propriété acide se dégrade, à chaque fois en s'éloignant du premier point de prise d'échantillon (la source de pollution) ; ou on avait un pH acide entre [3-4] et puis par la suite plus on s'éloigne plus on rentre dans des milieux basiques.

Dans ce cas l'eau de purge perd son caractère acide en passant d'un point de prélèvement à un autre.

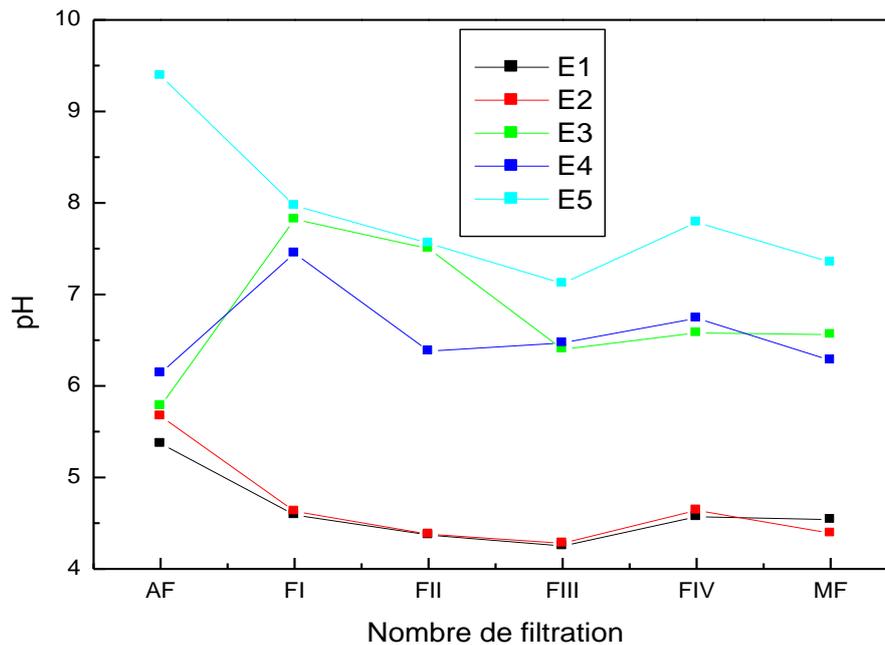


Figure IV.1. :Les courbes de la variation du pH en fonction des nombres de filtrations.

IV.2. Conductivité

La figure IV.2 donne la variation de la conductivité en fonction des nombres de filtrations. Cette dernière diminue au cours de l'opération, sauf dans l'avant dernier point qui correspond à la quatrième filtration on observe une légère augmentation de la conductivité. C'est le cas pour l'ensemble des cinq échantillons qu'on a analysé.

Et pour terminer, on note que la conductivité de l'échantillon E3 et E4 sont très faible comparant aux autres échantillons : E1, E2 et E5.

En comparant la norme de l'OMS des eaux naturelle qui doit être inférieure à 2000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, avec les résultats trouvés on constate que pour les échantillons E1, E2 et E5 la conductivité est très élevée par rapport à la norme, en contrepartie les échantillons E3, et E4 ont une conductivité meilleure, considérer très faible.

On observe que l'échantillon E1 et E2 ont une conductivité élevée à cause de la saturation en suspension, par contre le reste des échantillons ont une faible conductivité. Cette différence est dû au changement de position et point de prélèvement.

Par contre on doit signaler que l'échantillon E1 marque une chute brusque de la conductivité, ce qui signifie que la matière conductrice est bloquer par le micro-filtre utilisé ($0.45\mu\text{m}$).

Et puis vers la fin ont conclu que l'eau de purge est conductrice au point initial de prélèvement, et à chaque fois qu'on s'éloigne de ce point elle perd ce caractère.

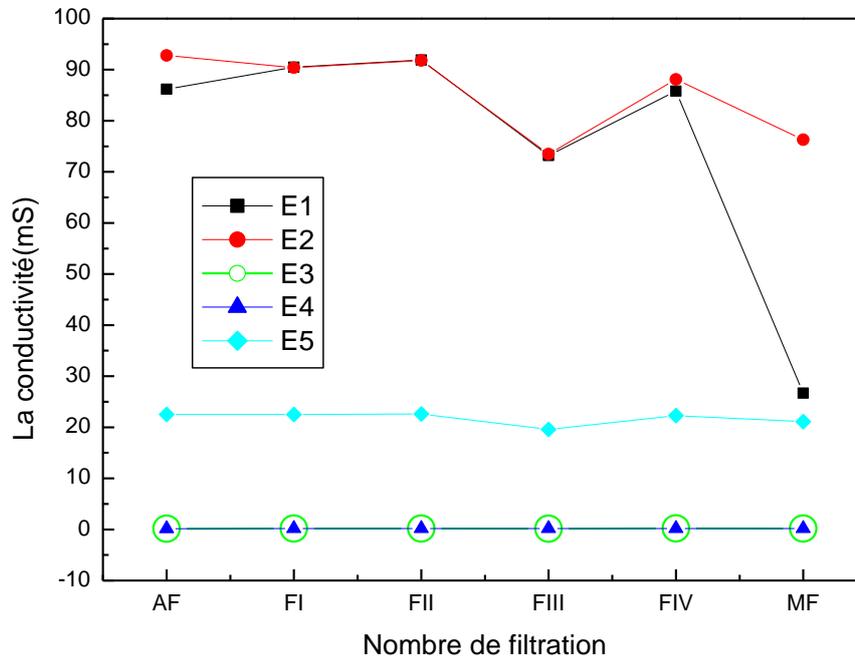


Figure IV.2. : Les courbes de variation de la conductivité en fonction des nombres de filtrations.

IV.3. Densité

La figure IV.3 représente la variation de la densité en fonction des nombres de filtrations. On observe que la densité diminue légèrement en parallèle avec l'augmentation des nombres de filtration. Par contre on a une exception pour le point qui correspond à la quatrième filtration; ou on observe une légère augmentation de la densité.

De la même manière la densité se varie pour l'ensemble des échantillons. La densité de l'eau est définie avec la valeur **1g/l** ou bien **1000 kg/m³**, dans ce cas les résultats trouvés sont adéquats à cette norme puisque la valeur de la densité des échantillons varie au alentours de **1000Kg/m³[70]**.

La diminution de la densité signifie que les suspensions pétrolières se dégradent en fonction du passage d'un point de prélèvement à un autre, l'eau de purge est plus dense dans les deux premiers points de prélèvement car ils sont plus proches de la source de pollution, et elle est moins dense dans les points restants.

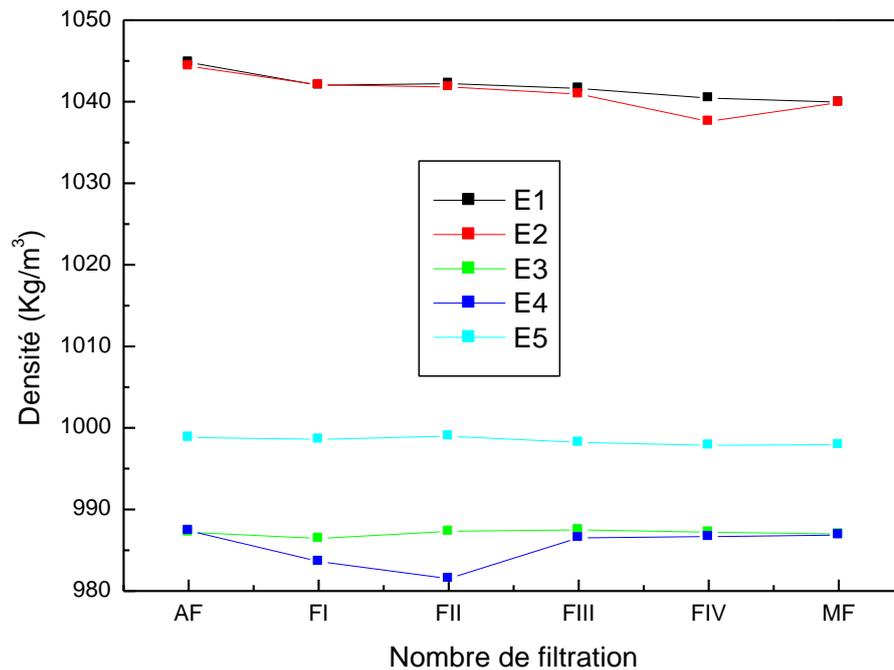


Figure IV.3. : Les courbes de la variation de densité en fonction des nombres de filtrations.

IV.4. Matière en suspension (MES)

La courbe présentée sur la figure IV.4 correspond à la variation de la matière en suspension (MES) et cela en fonction des nombres de microfiltrations.

On constate une augmentation des MES pour les échantillons suivant : E2, E3 et E5 mais on doit noter que il ya une diminution des MES dans le dernier point qui correspond à la quatrième micro-filtration.

On ce qui concerne l'échantillon E1 et E4 on observe une augmentation en parrallèle avec l'augmentation des nombres de micro-filtrations ; sauf pour l'avant dernier point ; ou on peut constaté une légère diminution.

Les matières en suspension sont très élevées par rapport à une eau naturelle, ce qui montre que l'eau est chargée en minéraux et en hydrocarbures.

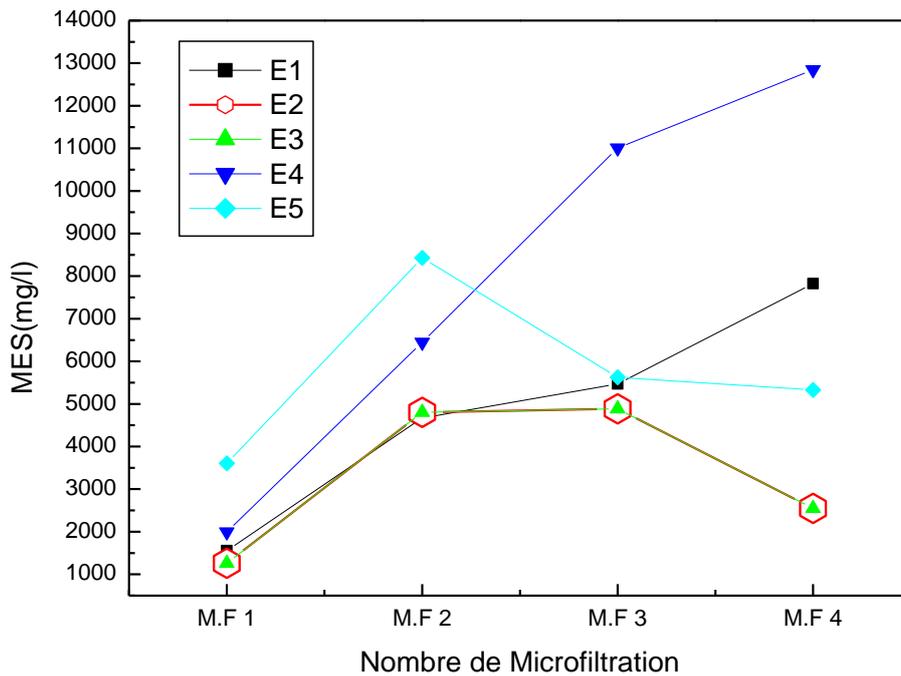


Figure IV.4. :Les courbes de variation de la matière en suspension (MES) en fonction des nombres de micro-filtrations.

La différence entre les différents points de prélèvements dans chaque analyse met en évidence l'efficacité de ce passage d'un point à un autre, l'eau de purge est traitée d'une façon directe ou indirecte. Ce passage a permis de dégrader la matière pétrolière et les suspensions polluantes.

IV.5. Spectrométrie d'absorption atomique (SAA)

La spectrométrie d'absorption atomique (SAA) a été réalisée dans des conditions bien définies, avec la préparation des étalons pour chacun des éléments métalliques suivants :

- ✓ Chrome
- ✓ Plomb
- ✓ Cuivre
- ✓ Nickel

A la fin de cette analyse on a constaté que les cinq échantillons ne contiennent que des traces de métaux lourds (tableau IV.1), cela nous indique que le pétrole de ce bac de stockage ne contient pas de métaux lourds, dans ce cas on peut dire que la matière pétrolière est de bonne qualité et conforme à la norme internationale.

Tableau IV.1. : La concentration des métaux lourds dans chaque échantillon.

	E1	E2	E3	E4	E5
[Cr] (mg/l)	0	0	0	0	0
[Pb] (mg/l)	0,001	0	0	0	0
[Cu] (mg/l)	2.9	4	5.1	5	4.5
[Ni] (mg/l)	0.4	0.3	0	0	0

IV.6. UV-Visible

La figure IV.5 représente l'ensemble des courbes de transmittance de chaque échantillon : E1, E2, E3, E4 et E5 séparément et cela en fonction de la variation des nombres des filtrations. On constate qu'on a un résultat homogène pratiquement pour tous les échantillons, on observe une apparition d'une absorbance à la longueur d'onde λ entre **200-220nm**.

Ces résultats sont obtenus après une dilution, puisque les échantillons étaient très concentrés. La longueur d'onde du pic qui apparait correspond aux matières organiques, et si on compare le pic de transmittance qu'on a récupéré via les cinq échantillons et celui qu'on a récupéré à partir de l'eau distillé pratiquement on peut dire que c'est presque le même comportement [61].

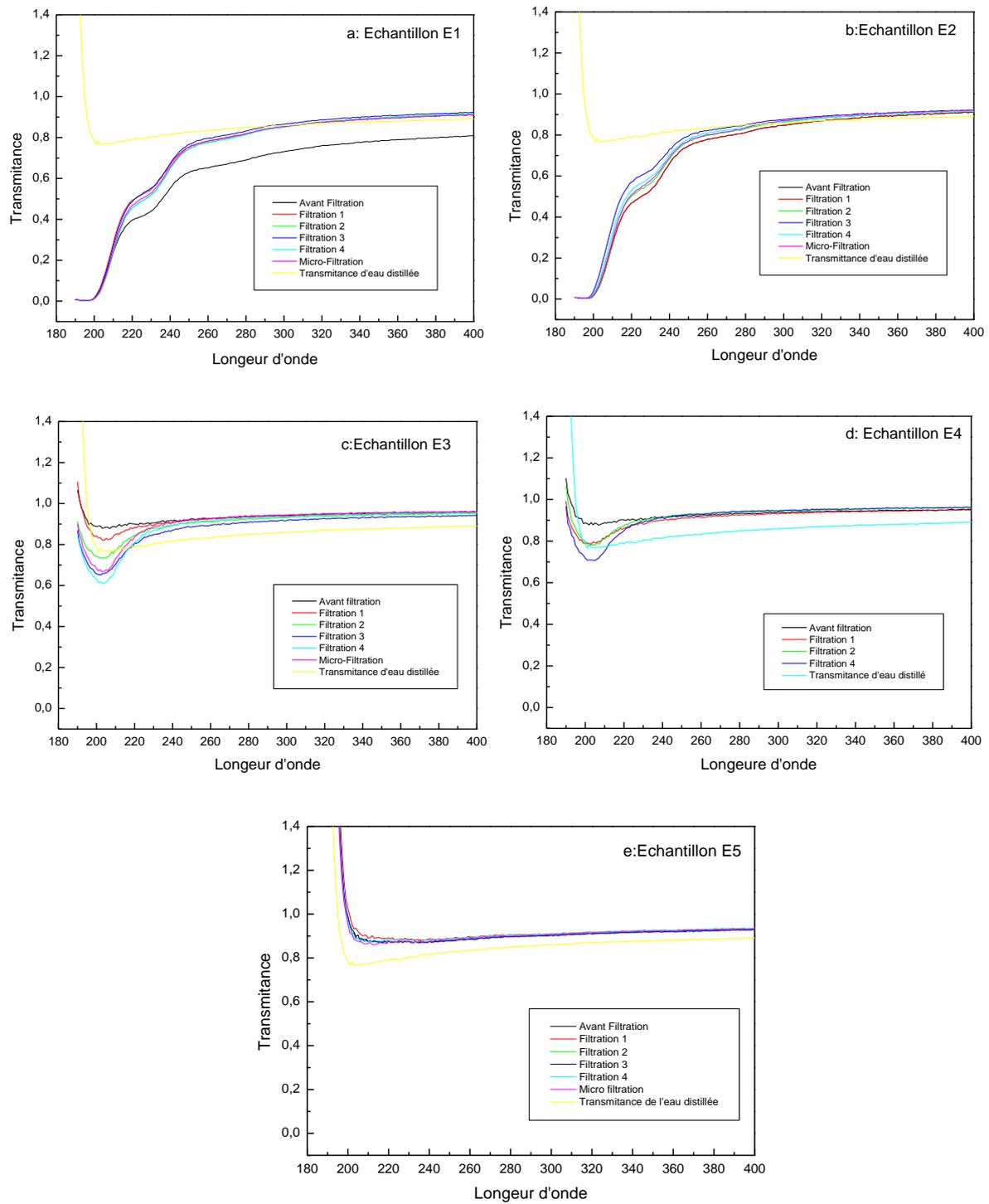


Figure IV.5.: Les spectres UV-Visible de l'échantillon aE1, bE2, cE3, dE4, eE5 en fonction du nombre de filtration.

IV.7. La spectroscopie Infrarouge (IR)

La figure IV.6 représente les courbes de transmittance des différents échantillons : E1, E2, E3, E4 et E5. On observe qu'on a pratiquement un résultat identique pour chaque échantillon.

Le spectre IR révèle l'existence de composés aromatiques polycycliques identifiés par une seule bande d'absorption à 1620 cm^{-1} (forte) des doubles liaisons des cycles aromatiques de structures présentant une symétrie (cas du naphthalène). Entre 2500 et 2000 cm^{-1} , on montre qu'il existe une bande caractéristique de vibration de valence (faible à moyenne) des triples liaisons $\text{C}\equiv\text{C}$ attestant de la présence d'alcynes. La bande qui se situe entre 3550 - 3500 correspond aux liaisons O-H [69].

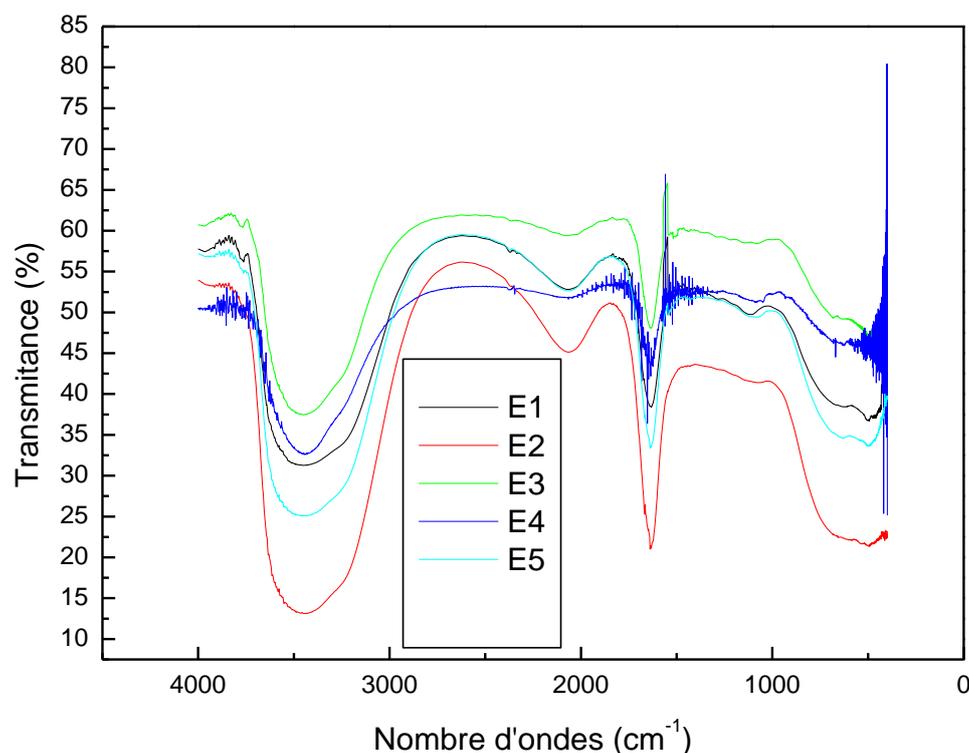


Figure IV.6. : Les courbes de variation de la matière organique en utilisant l'infrarouge (IR).

IV.8. La Chromatographie Liquide à Haute Performance (HPLC)

La figure IV.7 représente les spectres de l'échantillon E1, E2, E3, E4 et E5 qu'on a récupéré via l'HPLC. Selon ce dernier on a pu récupérer trois pics. Le premier apparaît dans les deux premières minutes (2min) de l'exécution, par contre le deuxième pic apparaît dans la vingt deuxième minute (22min), concernant le dernier pic il apparaît à 31.5 minutes. Cela est identique pour l'ensemble des échantillons.

Selon les résultats récupérés on a trois pics, qui confirme la présence de la matière organique, ces résultats sont similaires à celle trouvée avec l'analyse infrarouge, donc on peut dire qu'il y a une homogénéité des résultats entre les différentes analyses. Chacun des pics apparaît dans un temps différent. Le pic qui apparaît à $t=25\text{min}$ correspond au pyrène. L'autre pic qui apparaît à $t=33\text{min}$ correspond au benzo(k) fluoranthène. Ces deux éléments sont des hydrocarbures aromatiques polycycliques [66]. On observe que le premier pic change d'intensité, (faible quantité pour l'échantillon E3, E4), par contre les deux derniers pics gardent la même intensité.

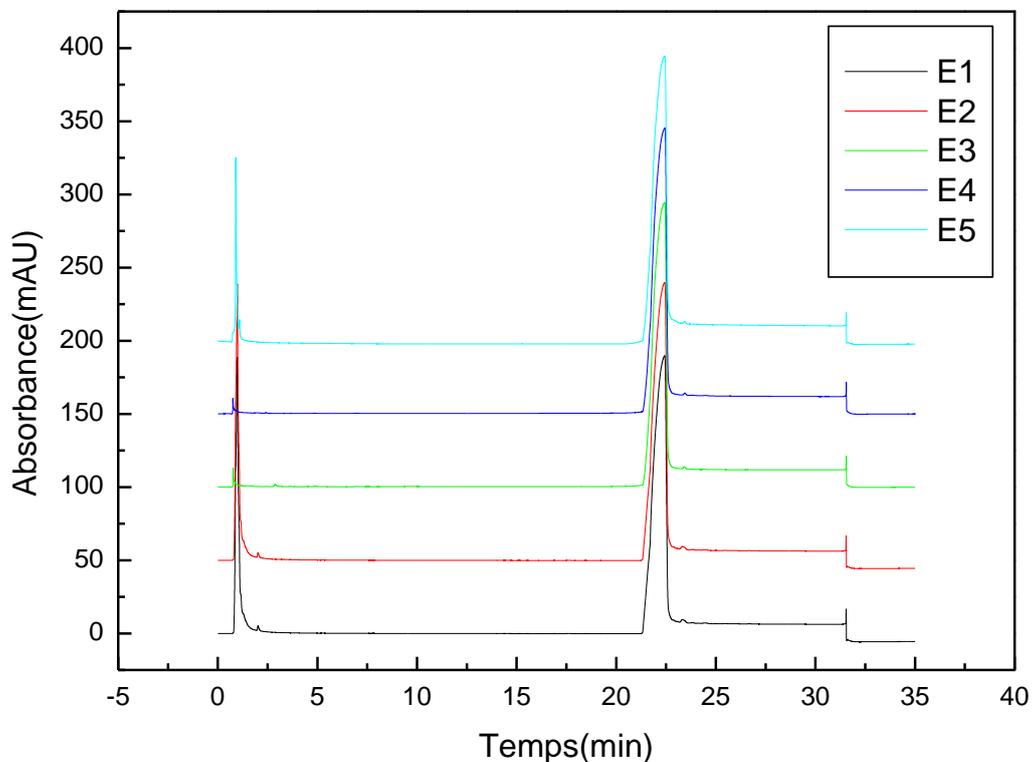


Figure IV.7. : Les spectres de l'ensemble des échantillons E1, E2, E3, E4, E5 des hydrocarbures aromatiques polycycliques.

D'après les résultats qu'on a obtenus dans l'ensemble des analyses, on constate qu'il y a une corrélation et une certaine homogénéité qui confirme la présence de polluants pétroliers dans l'eau de purge. Cela signifie que l'eau évacuée vers l'environnement est contaminée.

Conclusion

Conclusion

L'étude effectuée tout au long de ce travail nous a permis d'établir un bilan détaillé sur les principales caractéristiques des eaux de purge au Terminal Marin de Bejaia.

L'étude a commencé par une partie théorique qui explique le chemin de ces eaux de drainage, depuis qu'elle a séjourné dans les gisements pétroliers jusqu'à son arrivée au Terminal Marin de Bejaia. Un parcours très long qui influence sur la qualité de ces eaux et par la suite ces critères. Donc il était nécessaire de faire le tour de ce chemin.

Les résultats obtenus nous permettent de classer la nature de cette eau, à partir de :

- ✓ pH : Un pH qui varie entre [4 - 9] selon le point de prise d'échantillon. Concernant le dernier point à la sortie du Terminal on a pu gérer la valeur du pH avec une série de filtrations et microfiltrations jusqu'où on a obtenu un pH neutre aux alentours de 7.
- ✓ Densité : La densité était aux alentours de 1g/l.
- ✓ Conductivité : La conductivité était très élevée par rapport à une eau normale.
- ✓ MES : les matières en suspension étaient aussi avec des quantités très importantes.
- ✓ SAA : cette analyse nous a permis de récupérer les concentrations des métaux lourds choisis : Nickel, Chrome, Cuivre, Plomb qui sont à l'état de trace.
- ✓ UV-Visible : pour l'UV-Visible des matières organiques ont été détectées.
- ✓ HPLC : cette analyse nous a permis de détecter la présence de deux hydrocarbures aromatiques polycycliques.
- ✓ IR : les spectres obtenus nous ont montré qu'il y a une présence des cycles aromatiques.

Cela nous permet de dire que cette eau de purge est fortement polluée par les matières organiques, principalement les hydrocarbures. Et nécessite un procédé de traitement adéquat avant d'être évacué à l'environnement en perspective de nombreuses solutions sont disponibles afin de remédier à cette problématique :

- Installation des filtres et micro filtres.
- Traitement biologique : cela en utilisant certains types de bactéries qui vont favoriser la dégradation des agents polluants. Cette méthode est délicate car elle nécessite un entretien journalier qui va nous permettre de surveiller et de contrôler l'évolution du comportement de ces bactéries.

- Traitement physico-chimique : traitement par flottation par exemple, ce dernier est considéré comme un procédé de séparation solides-liquides.

L'entreprise nationale SONATRACH doit renforcer son système avec des procédés complémentaires à leur base, afin de purifier les eaux de purge et par la suite le choix appartient à l'entreprise soit :

- ✓ Evacuer les eaux purifier vers l'extérieur.
- ✓ Réutiliser ces eaux et les intégrer dans leurs processus.

L'étude effectuée sur cette thématique peut être considérée comme une base de données, afin de proposer des traitements adéquats, à titre d'exemple : le procédé de filtration et microfiltration ont répondu favorablement tout au long de l'étude et des analyses effectuées. Ce procédé arrive à bloquer les agents polluants pétroliers, ce qui nous permet d'améliorer la qualité d'eau et obtenir une eau moins polluée. Comme une première action SONATRACH peut installer des filtres de format industrielle dans les différentes stations en commençant par la source de pollution au niveau des bacs de stockage en allant vers le dernier bloc des eaux usées à la sortie du terminal.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] : Boubouche Sofyane, Terrad Mouloud, amélioration de la qualité du brut issu de l'unité dessalage du complexe industriel sud (cis) (Sonatrach Hassi Messaoud), 25 juin 2013.
- [2] : Ait Benamara Dehbia et Meziane Karima, optimisation de la formation du précipité issu du mélange des eaux d'injection et de gisement dans l'industrie pétrolière; 22/09/2013.
- [3] : Kesse Touvale Marcel, Cours de géologie du pétrole.
- [4] : L'intime relation entre l'énergie et l'eau ,Planète Énergies, 30 AOÛ. 2018.
- [5] : L'exploitation du gisement d'hydrocarbures ,Planète Énergies , 04 AOÛ. 2015.
- [6] : Production Industrie du pétrole – traitement des effluents industriels – Degremont .
- [7] : Direction Régionale de Bejaia – Introduction, Région Transport Centre 1959 – 2006.
- [8] : Base de données de l'entreprise « SONATRACH ».
- [9] : B. Roberge, Le pétrole, de l'origine à l'extraction, Techniques du milieu Naturel, (2010).12.
- [10] : Les combustibles fossiles, Université Laval de Québec.
- [11] :Christine Travers , Eric Tocqué, Pétrole Raffinage -Techniques de l'Ingénieur , 10 janv. 2016.
- [12] : J.P. Wauquier, le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, Edition technip 1994 – Paris.
- [13] : Speight, 2012a.
- [14] : Maurice Mainguy; Recherche et Production des Hydrocarbures : Éléments de Technique à l'usage des élèves en Science Économique ; éditeur de Gruyter ; 2017-09-25.
- [15] : Dictionnaire du pétrole. Paris France ; Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19- 3. 198.
- [16] : Connaissance des Énergies, d'après le département de géologie de l'université Laval.

- [17] : Deluzarche, C, comment se forme le pétrole ? magazine des sciences, décembre 2006.
- [18] : G. Lefebvre ; Chimie des hydrocarbures, éditions technip Paris ,1978.
- [19] : J.P. Wauquier ; le Raffinage du pétrole brut, Tome 1, édition technip 1994 – Paris.
- [20] : Cours Industrie Pétrolière, Péetrochimie, Université de Skikda.
- [21] : P. Wuithier ; le pétrole, raffinage et génie chimie, Tome I, deuxième édition technip ; Paris 1972.
- [22] : Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC), Université A. Bouguerra, Boumerdes 2003-2004.
- [23] : ASTM Standards.
- [24] : Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale – études GENV222 et GENV23, évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures. Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques, centre d'expertise en analyse environnemental du Québec, 2015.
- [25] : P. Withier, le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1), Edition Technip,1972 Paris.
- [26] : Base donné par la direction de Sonatrach Bejaia, 2018.
- [27] : M. Amour, Essai de puits station, vol 3, Décembre 1969.
- [28] : S.E. Chitour, Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2), 1983.
- [29] : J. P. Wauquier, Pétrole brut, produits pétroliers, Schéma de fabrication, édition technip 1994.
- [30] : P. Withier, Le pétrole brut et fraction pétrolière, édition technip Paris, 1973.
- [31] : Cours raffinage et pétrochimie licence 2 génie des procédés, Université de Bejaia,2017.
- [32] : Christine Travers, Eric Tocque, Exploration et production pétrole, 10 Janv.2016.
- [33] : Fonctionnement des unités, S.N. Repal Hassi Messaoud guide de conduite volume II ,2013.
- [34] : Unité de dessalage, S.N. Repal Hassi Messaoud guide de conduite volume III,2013.
- [35] : M. Kardache, A. Lounis, Stockage des hydrocarbures, 1ère partie, Département mécanique pétrolière et transport des HC, école d'Arzew, IAP, février 2015.
- [36]: Bp, Statistical review of world energy 2021, 70th edition.
- [37] : Organisation des pays exportateurs de pétrole.
- [38] : Nshue Mbo Mokime Alexander, croissance économique, édition l'harmattan, paris, 2014.
- [39] : Produits énergétiques dérivés du pétrole.
- [40] : Oriol Planas, Impact environnementaux du pétrole (es)- Greenpeace, carburant pour moteurs thermiques ,7 Juin 2016.

- [41] : Utilisations du pétrole : 6 utilisations principales du pétrole, Discutées, cinerivage.com.
- [42] : Marc Elskens, Analyse des eaux résiduaire-mesure de la pollution, 10 juin 2010.
- [43] : Technique de la gestion et de la distribution de l'eau ; édition (2009).
- [44]: Water flood, Enhanced oil recovery (EOR).
- [45] : Lahcen Nabzar, Jean-Luc Duplan, L'eau dans la production de carburants, Production pétrolière et raffinage, panorama, France, décembre 2010.
- [46] : Vincent Rocher, Introduction et stockage des hydrocarbures et des éléments métalliques au sein du réseau d'assainissement unitaire parisien, Ecole des ponts Paris Tech, 2003.
- [47] : Wang et al. 1999 ; Zeng et Vista ,1997.
- [48] : Florence Lacoste, Renee Raoux, Dorothee Dubois, Benedicte Soulet, Institut des corps gras, Itegr, rue Monge, 33600 Pessac, France.
- [49]: Iarc, Polynuclear aromatic compounds, Part 1: Chemical environmental and experimental data. Iarc Monographs on the evaluation of carcinogenic risks of chemicals to humans. Volume 32, International Agency for Research on Cancer, World Health Organization, Lyon 1983.
- [50] : Florence Lacoste, Renee Raoux, Dorothee Dubois, Benedicte Soulet, Problématiques des hydrocarbures aromatiques polycycliques dans les corps gras, juillet-août 2003.
- [51] : Aboukassim et Simoneit, 1995.
- [52] : Wang et Al. (1997, 1999) et Bence et Burns (1995).
- [53] : Mance,988 in Dojildo et Best, 1993.
- [54] : Pinel et Astruc,1985 in Dojildo et Best, 1993.
- [55] : Centre régional pour l'eau potable et l'assainissement à faible coût centre collaborant de l'OMS contrôle et suivi de la qualité des eaux usées protocole de détermination des paramètres physico-chimiques et bactériologiques, Janvier 2007.
- [56] : Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec. Détermination du pH : méthode électrométrique, MA. 100 – pH 1.1, Rév. 2, Ministère du développement durable, de l'environnement et des Parcs du Québec, 2010, 11.
- [57] : Oiml G 14 : Mesure de masse volumique selon l'Oiml.

[58] : Dr Sabrina Bendia, Polycopié du Cours: Techniques de séparation, Partie du module chimie analytique, Université Frère Mentouri Constantine 1 Institut de Nutrition, de l'alimentation et des technologies agro-alimentaires département de technologie alimentaire,2019/2020.

[59] : Dr Semmame o, L3 génétique moléculaire ; technique d'analyse de laboratoire.

[60]: Standard methods for the evaluation of water and wastewater, edition 21.

[61] : Francis Rouessac Annick Rouessac, Daniel cruche, Analyse chimique Méthodes et techniques instrumentales modernes, édition 6.

[62] : Univ-Bejaia/FT/DGP/Master I Méthodes Physiques d'Analyse Cours.

[63] : Dr Slougui Nabila, Méthodes spectroscopiques d'analyse, Cours et exercices 3 ème année chimie analytique université Kasdi Merbah Ouargla ,2017/2018.

[64] : Francois Muanda Nsemi, Identification de polyphénols, évaluation de leur activité antioxydante et étude de leurs propriétés biologiques. Biologie végétale. Université Paul Verlaine - Metz, 2010.

[65] : Dr Lotfi Mouni, Maitres de conférences classe A, Directeur du laboratoire de recherche Lgvrnaq, Cours de spectroscopie infrarouge.

[66] : Alice Paris, Extractions et analyses des hydrocarbures aromatiques : approches méthodologiques et applications à des matrices fruitières. Sciences agricoles. Normandie Université, 2017.

[67] : Institut scientifique du service public ; Méthodologie environnementale, Recherche-analyse, essaies-expertises.

[68] : HPLC Principe et appareillage, Biotechnologie & Biologie et Physiopathologie humaine, Académie de Rouen, mercredi 20 janvier 2010.

[69] : Talantikite Malika, Analyse physico-chimique et contrôle de la composition des eaux de purge traitées par flottation, 28/06/2012.

[70] : Nick Connor, Quelle est la densité de l'eau – Volume spécifique d'eau – Définition,2019-10-21.

ANNEXES

I. Le pH

Filtration	Echantillons				
	E1	E2	E3	E4	E5
AF	5,37	5,67	5,78	6,14	9,39
FI	4,59	4,63	7,82	7,45	7,97
FII	4,37	4,38	7,5	6,38	7,56
FIII	4,25	4,28	6,4	6,47	7,12
FIV	4,57	4,64	6,58	6,74	7,79
MF	4,54	4,39	6,56	6,28	7,35

Tableau 1. : La variation du pH en fonction des nombres de filtrations.

II. La conductivité

Filtration	Echantillons				
	E1	E2	E3	E4	E5
AF	86,2	92,8	0,1495	0,1571	22,5
FI	90,5	90,4	0,1638	0,167	22,5
FII	91,9	91,8	0,1656	0,1738	22,6
FIII	73,2	73,5	0,1524	0,1819	19,57
FIV	85,8	88,1	0,1964	0,1857	22,3
MF	26,7	76,3	0,1888	0,1825	21,1

Tableau 2. : La variation de la conductivité en fonction des nombres de filtrations.

III. La densité

Filtration	Echantillons				
	E1	E2	E3	E4	E5
AF	1044.85	1044.38	987.21	987.41	998.82
FI	1042.02	1042.09	986.44	983.62	998.61
FII	1042.22	1041.81	987.32	981.53	998.98
FIII	1041.63	1040.95	987.5	986.52	998.21
FIV	1040.45	1037.59	987.21	986.66	997.87
MF	1039.95	1039.91	986.99	986.86	997.94

Tableau 3. : la variation de la densité en fonction des nombres de filtrations.

IV. Les matières en suspension (MES)

N° filtration	Echantillons				
	E1	E2	E3	E4	E5
M.F 1	1556,66	1260	1260	1997,14	3606,66
M.F 2	4669,56	4804,34	4804,34	6447,82	8430,43
M.F 3	5466,66	4886,26	4886,26	11009,52	5626,08
M.F 4	7826,31	2547,36	2547,36	12845	5327,27

Tableau 4. :la variation des MES en fonction des nombres de micro-filtrations.

IV. La spectrométrie d'absorption atomique (SAA)

V.1.Préparation des étalons pour récupérer les courbes d'étalonnage

V.1.1. La courbe d'étalonnage du Chrome

- ✓ Solution mère préparé à partir du Sel de dichromate de potassium :
 - $K_2Cr_2O_7$ m=0.5657g
 - Eau distillée.

A partir de la solution mère on prépare (07) solutions filles : dans des fioles de 25ml.

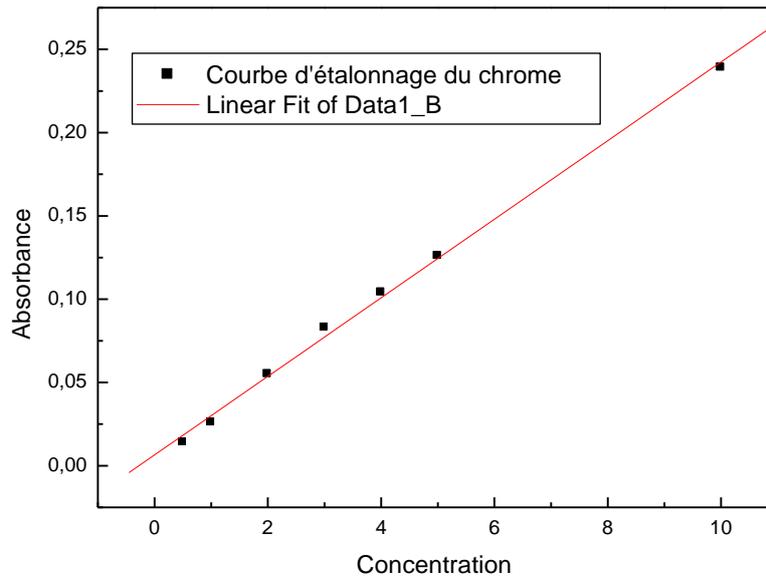
[Cr]	0.5	1	2	3	4	5	10
V(ml)	1.25	2.5	5	7.5	10	12.5	25

La variation du volume en fonction des concentrations.

On introduit les 07 étalons préparés en premier lieu pour tracer la courbe d'étalonnage, et puis par la suite on introduit nos échantillons à analyser, cela en respectant l'ordre de concentrations cité au-dessus dans le tableau :

$$Y = 0,00649 + 0,02359 \times X$$

$$R = 0.99865 = 99.865\%$$



La courbe d'étalonnage du Chrome.

V.1.2. La courbe d'étalonnage du Plomb

- ✓ Solution mère préparé à partir du Sel de Blei(II)-chlorid :
- PbCl_2 m=0.1355g
- Eau distillée.

A partir de la solution mère on prépare (07) solutions filles : dans des fioles de 25ml.

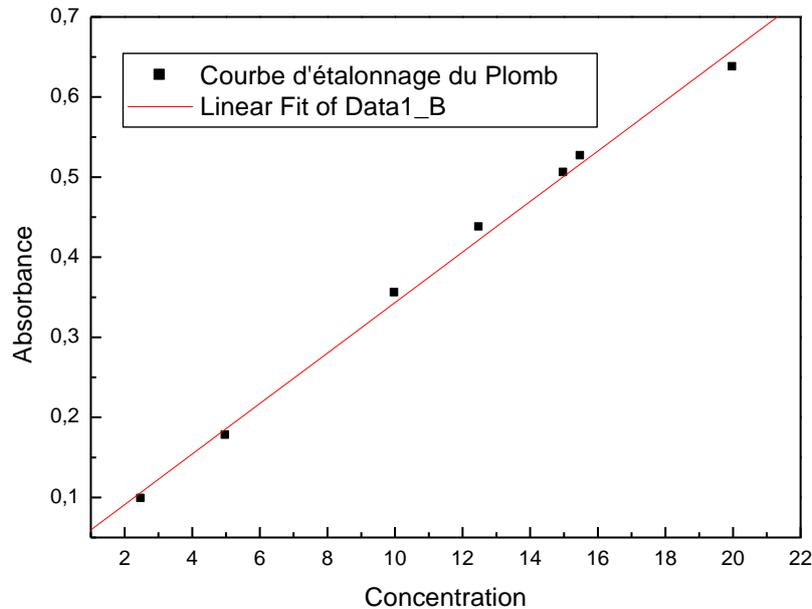
[Pb]	2.5	5	10	12.5	15	15.5	20
V(ml)	5	10	2.5	6.25	7.5	7.75	4

La variation du volume en fonction des concentrations.

On introduit les 07 étalons préparés en premier lieu pour tracer la courbe d'étalonnage, et puis par la suite on introduit nos échantillons à analyser, cela en respectant l'ordre de concentrations cité au-dessus dans le tableau.

$$Y = 0,02808 + 0,03153 \times X$$

$$R = 0,99762 = 99,762\%$$



La courbe d'étalonnage du Plomb.

V.1.3. La courbe d'étalonnage du Nickel

- ✓ Solution mère préparé à partir du Sel de Nickelsulfat-6-hydrat :
 - $\text{NiSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ m=0.4522g
 - Eau distillée.

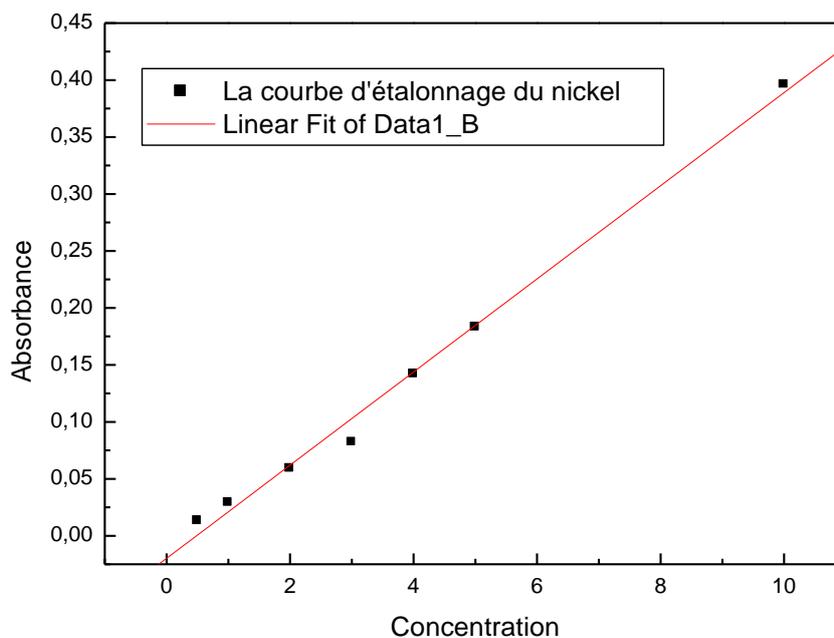
[Ni]	0.1	1	2	3	4	5	10
V (ml)	1	2	4	7.5	20	25	5

La variation de volume en fonction des concentrations.

On introduit les 07 étalons préparés en premier lieu pour tracer la courbe d'étalonnage, et puis par la suite on introduit nos échantillons à analyser, cela en respectant l'ordre de concentrations cité au-dessus dans le tableau.

$$Y = -0,01979 + 0,04088 \times X$$

$$R = 0,9966 = 99,66\%$$



La courbe d'étalonnage du Nickel.

N.B

- ❖ La dilution est faite en suivant la loi standard de dilution : $C_1V_1=C_2V_2$.
- ❖ La solution mère a été diluer deux fois pour obtenir la concentration finale.

VI. La chromatographie Liquide à haute performance (HPLC)

VI.1. L'échantillon E1

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Area mAU*min	Height mAU	Relative Area %	Relative Height %	Amount n.a.
1		0.980	33.738	187.560	20.08	49.79	n.a.
2		2.017	0.279	3.432	0.17	0.91	n.a.
3		3.278	0.009	0.099	0.01	0.03	n.a.
4		22.432	133.539	183.645	79.50	48.75	n.a.
5		23.310	0.418	1.949	0.25	0.52	n.a.
Total :		167.983	376.684	100.00	100.00		

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Width (50%) min	Type	Resolution (EP)	Assymetry (EP)	Plates (EP)
1		0.980	0.153	BMB*	5.46	1.59	227
2		2.017	0.071	BMB*	9.37	1.71	4459
3		3.278	0.088	BMB*	27.55	1.49	7726
4		22.432	0.733	BMB*	1.09	0.59	5194
5		23.310	0.223	BMB*	n.a.	1.64	60740

Tableau IV5. : Les données des pics de l'échantillon E1.

VI.2. L'échantillon E2

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Area mAU*min	Height mAU	Relative Area %	Relative Height %	Amount n.a.
1		0.900	24.863	125.203	15.92	40.38	n.a.
2		3.335	0.008	0.078	0.00	0.03	n.a.
3		8.363	0.002	0.067	0.00	0.02	n.a.
4		22.423	131.173	183.818	84.01	59.28	n.a.
5		23.390	0.100	0.930	0.06	0.30	n.a.
Total :		156.146	310.096	100.00	100.00		

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Width (50%) min	Type	Resolution (EP)	Assymetry (EP)	Plates (EP)
1		0.900	0.193	BMB*	10.23	5.95	121
2		3.335	0.088	BMB*	57.04	1.17	7920
3		8.363	0.016	BMB*	22.60	2.43	1548874
4		22.423	0.718	BMB*	1.39	0.59	5400
5		23.390	0.105	BMB*	n.a.	1.20	273445

Tableau IV6. : Les données des pics de l'échantillon E2.

VI.3. L'échantillon E3

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Area mAU*min	Height mAU	Relative Area %	Relative Height %	Amount n.a.
1		2.867	0.152	1.509	0.11	0.80	n.a.
2		22.433	133.060	185.056	99.79	98.44	n.a.
3		23.408	0.129	1.415	0.10	0.75	n.a.
Total :			133.342	187.980	100.00	100.00	

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Width (50%) min	Type	Resolution (EP)	Assymetry (EP)	Plates (EP)
1		2.867	0.090	BMB*	28.57	1.72	5658
2		22.433	0.718	BMB*	1.40	0.60	5402
3		23.408	0.103	BMB*	n.a.	1.17	288440

Tableau 7. : Les données des pics de l'échantillon E3.

VI.4. L'échantillon E4

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Area mAU*min	Height mAU	Relative Area %	Relative Height %	Amount n.a.
1		0.757	0.551	9.970	0.42	5.12	n.a.
2		22.442	130.483	183.406	99.45	94.11	n.a.
3		23.440	0.172	1.501	0.13	0.77	n.a.
Total :			131.205194.876	100.00	100.00		

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Width (50%) min	Type	Resolution (EP)	Assymetry (EP)	Plates (EP)
1		0.757	0.025	BMB*	34.55	9.98	4917
2		22.442	0.715	BMB*	1.43	0.59	5456
3		23.440	0.107	BMB*	n.a.	1.15	265528

Tableau 8. : Les données des pics de l'échantillon E4.

VI.5. L'échantillon E5

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Area mAU*min	Height mAU	Relative Area %	Relative Height %	Amount n.a.
1		0.902	9.821	125.556	6.77	40.17	n.a.
2		22.437	135.036	185.557	93.12	59.36	n.a.
3		23.425	0.161	1.471	0.11	0.47	n.a.
Total :			145.018	312.585	100.00	100.00	

Integration Results							
No	Peak Name	Retention Time (min)	Width (50%) min	Type	Resolution (EP)	Assymetry (EP)	Plates (EP)
1		0.902	0.042	BMB*	33.20	1.21	2521
2		22.437	0.723	BMB*	1.41	0.60	5333
3		23.425	0.106	BMB*	n.a.	1.20	271205

Tableau 9. : Les données des pics de l'échantillon E5