



**UNIVERSITE ABDERAHMANE MIRRA - BEJAIA
FACULTE DE TECHNOLOGIE**

DEPARTEMENT DES MINES ET GEOLOGIE

**En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines et
Géologie**

Mémoire de Master

Présenté par

Option : Valorisation des Ressources Minérales

Thème

Analyse et caractérisation de pétrole brut

Soutenu le 15 / 06 /2015 devant le jury composé de:

Présidente : N. Bouzidi

M.C.A

U.A.M.B

Encadreur: Z. Souici

M.C.B

U.A.M.B

Examineur: A. Akdim

M.A.B

U.A.M.B

Année Universitaire: 2014-2015

REMERCIEMENTS

Nous rendons grâce tout d'abord Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la patience, la santé et la volonte pour achever ce travail.

Noustenons à remercier tous les enseignants du Département Mines et Géologie.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promotrice Madame Zahia SOUICI-CHAFFI, Maître de Conférences à l'université de Béjaia, sans elle ce travail n'aurait pu aboutir. On la remercie infiniment pour sa patience, sa compréhension, sa disponibilité, son aide indispensable ainsi que la liberté qui nous a donné afin d'exploiter et d'employer notre capacité au complet et qui ont rendu ce travail concret.

On est sensible à l'honneur que nous fait Madame BOUZIDI, Maître de Conférences à l'université de Béjaia, d'avoir accepté de présider le jury de notre soutenance, ainsi que ces divers conseils méthodologiques, pour l'aide précieuse qu'elle n'a cessé de nous apporter tout au long de notre formation à travers ses conseils et son soutien.

Un grand remerciement pour Mr Akdim, Enseignant - Chercheur à l'université de Bejaia pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant, d'examiner et de juger notre travail et pour son aide inestimable, ses discussions pertinentes, sa disponibilité et sa compréhension.

Il est judicieux de présenter nos plus humbles remerciements à la société SONATRACH qui permet aux étudiants d'améliorer leurs pratiques en leur proposant des stages.

Nous adressons nos vifs et sincères remerciements à l'équipe du laboratoire de contrôle de qualité du pétrole. Merci pour votre sympathie, gentillesse qui nous a rendu nos brefs séjours parmi vous, agréable et inoubliable.

Nos remerciements vont également à Mme MOKRANE, Responsable du laboratoire ainsi que Mrs: AIT OUARET et KARA pour leurs suivis continus et pour leurs soutiens.

Nos vifs remerciements à Mr LOUIBA qui nous a fait découvrir tous les compartiments du SONATRACH. Ainsi que l'ensemble du personnel de la direction.

Nous avons un grand plaisir de remercier nos collègues de promotion pour leur soutien et encouragements



Dédicaces

Aux témoignages d'affection, d'amour et de grande reconnaissances, aux être les plus chers que j'ai dans ma vie ; A ma très chère mère affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

J'ai le grand honneur de dédier ce travail en témoignage de mon profond amour à ceux qui ont fait de moi une femme, mes chers grands parents. Aux être les plus chers de ma vie Puisse Dieu, le tout puissant, vous préserver et vous accorder santé, longue vie et bonheur.

Je dédie ce modeste travail à ma tante NORA qui n'a pas cessé de m'encourager durant toutes mes études. Qui a fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études ainsi que sa compréhension et sa patience d'avoir pu me supporter et de ne pas avoir craqué aux moments voulus Que dieu me les gardes.

Je dédie ce travail à toute ma famille notamment : A ma seule petite sœur NAÏMA et à mon frère ALAA.

A mes chers oncles : zino, Malaq et mes cousines : Amina, Bissa, Chahra, Chahinez, Farah, Khaoula et Sara et a toute la famille : Yamache.

A mon oncle Maachou, sa femme Malika et leurs enfants (Sofiane, Nora, amine et Oussama).

Je dédie ce travail à ma chère binôme : Nour Elyakine

Ainsi que tous mes AMI(ES) surtout, Imen, Mounia, Nerdjes, Nada, Rima, Souad, ainsi que Karim, Rachid, Mahmoud, Mouloud, Fahem, Raouf, Amnay, Fatah ; il sans exception pour leur présences et les bons moments qu'on avait durant ces cinq ans et plus précisément cette année, et à tout autres que je n'ai pas cités.

Pour tous mes amis (es) de section HSE.

A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

A ma coéquipière qui m'a supporté durant tout ce travail.

Hadjer.



Dédicaces

Aucune dédicace ne saurait exprimer ma grande admiration, ma considération et ma profonde affection pour vous.

Aucune expression, aussi élaborée qu'elle soit, ne pourrait traduire ma profonde gratitude et ma reconnaissance pour tous vos sacrifices et dévouement.

A Ma mère Khadija qui m'a donné la vie, et qui symbolise la tendresse, et le sacrifice pour mon bonheur et ma réussite.

Mon père Yahia, école de mon enfance, qui a été mon ombre durant toutes mes années d'études, et qui a veillé tout au long de ma vie à m'encourager, à me donner l'aide et à me protéger.

A ma grand-mère Dadia que j'aime beaucoup, Que dieu te garde, te comble de santé, et te donne longue vie.

A mes deux frères Mohamed et Hymen qui occupent une grande place dans ma vie.

A mes très chères et adorables sœurs Fatima et Hajer que je souhaite une merveilleuse vie.

A mes amis Youcef et Abir et Siham et à tous ceux qui me sont chers, je leurs dédie ce modeste travail.

Que dieu les garde et les protège.

Nour el yakine

Glossaire

Bassin sédimentaire : dépression de la croûte continentale ou océanique comblée par de grandes épaisseurs de sédiments.

Gisement : lieu où l'on peut extraire une ressource (pétrole, uranium, or etc.) et qui soit rentable d'un point de vue économique.

Hydrocarbure : molécule de formule brute C_nH_{2n} dont la combustion libère de grandes quantités d'énergie. Les hydrocarbures peuvent être gazeux (méthane), huileux (pétrole) ou solides (charbon).

Kérogène : composé visqueux intermédiaire contenant à la fois des molécules d'hydrocarbures déjà formées et des molécules organiques pas encore dégradées.

Roche sédimentaire : roche formée par l'accumulation de débris organiques ou résultats de l'altération de roches préexistantes.

Roche-mère du pétrole : roche sédimentaire riche en matière organique pouvant être le lieu de la formation d'hydrocarbures.

Roche réservoir : roche perméable et poreuse, de type sable, où le pétrole peut se retrouver bloqué.

Roche couverture : roche imperméable bloquant la remontée des hydrocarbures sous l'effet de la poussée d'Archimède.

La teneur en Carbone Organique Totale (COT) : exprimée en % pondéral, de l'échantillon. C'est la somme du carbone pyrolysé (déduite de la quantité d'hydrocarbures + composés polaires liquides par application d'un facteur multiplicatif obtenu par calibration de l'appareil) et du carbone organique résiduel.

Le potentiel pétrolier de la roche : ou la qualité pétrolière correspond à S_1+S_2 exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de roche ou plus communément en kg HC

L'index d'hydrogène IH : égale $(S_2/COT) \times 100$ en mg HC/g COT. Cet index a la même signification que le rapport H/C.

Table des matières

Introduction générale

Chapitre I: Généralités sur les hydrocarbures.

I.1. Introduction.....	03.
I.2. Caractéristiques d'un système pétrolier	03.
I.3. Définition des hydrocarbures	04.
I.4. Principales familles d'hydrocarbures	05.
I.4.1. Les gaz	05.
I.4.2. Le pétrole brut	05.
I.4.3. Hydrocarbures solides.....	06.
I.5. Origine des hydrocarbures	06.
I.5.1. Les hydrocarbures fossiles	06.
I.5.2. Les hydrocarbures actuels	06.
I.6. Processus de formation des hydrocarbures.....	07.
I.6.1. Notion de roche mère.....	07.
I.6.1.1. La diagenèse 10 à 80°C	08.
I.6.1.2. La catagenèse 80 à 120°C	08.
I.6.1.3. La métagenèse 120 à 200°C.....	09.
I.6.2. Notion de maturité des roches mères	09.
I.6.2.1. La réflectance de la vitrinite	09.
I.6.2.2. Le T_{max} du Rock-Eval	09.
I.6.3. Migration des hydrocarbures dans les réservoirs.....	10.
I.6.3.1. La première migration.....	11.
I.6.3.2. La migration secondaire.....	12.
I.6.3.3. Dismigration	12.
I.6.4. Formation d'un piège.....	13.
I.7. Processus schématique de formation des hydrocarbures.....	16.
I.8. Historique de pétrole	17.
I.9. Présentation de la D.R.G.B	17.
I.10. Composition du pétrole brut	18.
I.11. Caractérisation physico-chimique du pétrole	19.
I.11.1. La composition chimique.....	19.
I.11.2. Teneur en azote	20.

I.11.3. Teneur en oxygène	20.
I.11.4. Point d'éclair	20.
I.11.5. La viscosité	20.
I.11.6. Point d'écoulement	21.
I.11.7. Le rapport H/C	21.
I.11.8. Taux de cendres.....	21.
I.11.9. Indice d'acide	22.
I.11.10. Les courbes de distillation	22.
I.12. Quelques caractéristiques physiques des pétroles.....	22.
I.13. Classification du pétrole	22.
I.13.1. Selon la densité	23.
I.13.2. Selon la teneur en soufre	23.
I.14. Processus de formation de pétrole brut.....	24.
I.14.1. L'accumulation de la matière organique, végétale essentiellement	24.
I.14.2. Formation et Maturation de la matière organique	24.
I.15. Conclusion	25.
Chapitre II: Méthodes d'analyses.	
II.1. Introduction	27.
II.2. Méthodes d'analyses.....	27.
II.2.1. La densité « méthode de l'aréomètre »	27.
II.2.1.1. But	28.
II.2.1.2. Principe	28.
II.2.1.3. Aréomètre	29.
II.2.2. Teneur en l'eau et sédiment (BSW)	29.
II.2.2.1. Teneur en eau des pétroles bruts	29.
II.2.2.2. Teneur en sédiments « bottom sediments »	30.
II.2.2.2.1. But	30.
II.2.2.2.2. Centrifugeuse.....	31.
II.2.3. Mesure de la pression de vapeur (TVR)	32.
II.2.3.1. Principe	33.
II.2.3.2. Préparation de l'essai	33.
II.2.3.2.1. Saturation par l'air de l'échantillon dans son récipient d'origine	33.
II.2.3.2.2. Préparation de chambre à air	34.
II.2.3.2.3. Préparation de chambre à air réglage à température ambiante	34.

II.2.3.2.4. Détermination proprement dite	34.
II.2.3.3. Montage de l'appareil	34.
II.2.3.4. Introduction de l'appareil dans le bain thermostatique	35.
II.2.3.5. Lecture de la tension de vapeur	36.
II.2.3.6. Préparation de l'appareil pour l'essai suivant.....	36.
II.2.4. Teneur en sels des pétroles bruts	37.
II.2.4.1. But	37.
II.2.4.2. Principe	38.
II.2.4.3. Appareillage	38.
II.2.4.4. Titrages potentiométriques	38.
II.2.4.4.1. Principe	38.
II.2.4.4.2. Titration.....	39.
II.2.4.4.3. Réaction chimique	39.
II.2.5. Teneur en soufre	39.
II.2.5.1. Origine du soufre.....	40.
II.2.5.2. Dosage de soufre dans le pétrole.....	40.
II.2.5.2.1. Principe.....	40.
II.2.5.2.2. Appareillage.....	40.
II.2.5.2.3. Réactifs.....	41.
II.2.5.2.4. Mode opératoire.	41.
II.3. Spectrométrie moléculaire IR.	43.
II.3.1. Mode opératoire.....	43.
II.3.1.1. Préparation des échantillons.....	43.
II.3.1.2. Le principe fonctionnel.	44.
II.3.2. Appareillage.....	45.
II.3.2.1. Un spectromètre IR à balayage	45.
II.3.2.2. Un spectromètre IR à transformée de Fourier (IRTF).....	45.
II.3.3. Intérêt analytique du spectre IR.....	45.
II.4. Spectroscopie d'absorption dans l'UV-Visible.....	45.
II.4.1. Spectroscopie.....	45.
II.4.2. Principe.	46.
II.4.3. Domaine spectral.	46.
II.4.4. Les spectres dans l'UV – visible.....	47.
II.4.5. Loi d'absorption de la lumière - loi de beer-lambert.....	48.

II.4.6. Les différents types de transitions électroniques.....	49.
II.4.7. Techniques expérimentales.....	50.
II.4.7.1. Appareillage.....	50.
II.4.7.2. Echantillonnage.....	51.
II.4.7.2.1. Solvants.....	51.
II.4.7.2.2. Cellules.....	51.
II.5. Conclusion.....	52.
Chapitre III: Résultats et discussions.	
III.1. Introduction.....	51.
III.2. La densité.....	51.
III.3. Détermination de l'eau et sédiments (BSW).....	53.
III.4. Mesure de la tension de vapeur.....	55.
III.5. Mesure de la salinité.....	58.
III.6. Teneur en soufre.....	60.
III.7. Caractérisation du pétrole brut avec spectroscopie.....	61.
III.7.1. Spectroscopie infrarouge.....	61.
III.7.2. Ultra visible.....	63.
III.8. Etude comparative.....	67.
III.8.1. Propriétés physico - chimiques du pétrole canadien et d'Algérie.....	67.
III.8.1.1. Densité.....	67.
III.8.1.2. Teneur en soufre.....	67.
III.8.2. Caractéristiques physico-chimiques du pétrole Algérien et Sud-Américain.....	69.
III.8.2.1. Pour le brut Algérien.....	69.
III.8.2.2. Pour le brut Sud-Américain.....	69.
III.8.3. Comparaison d'un exemple de pétrole de Venezuela et de pétrole algérien conventionnel.....	70.
III.9. Conclusion.....	71.
Conclusion général.....	72.
Annexe A.	
Annexe B.	
Annexe C.	
Annexe D.	
Références bibliographique.	

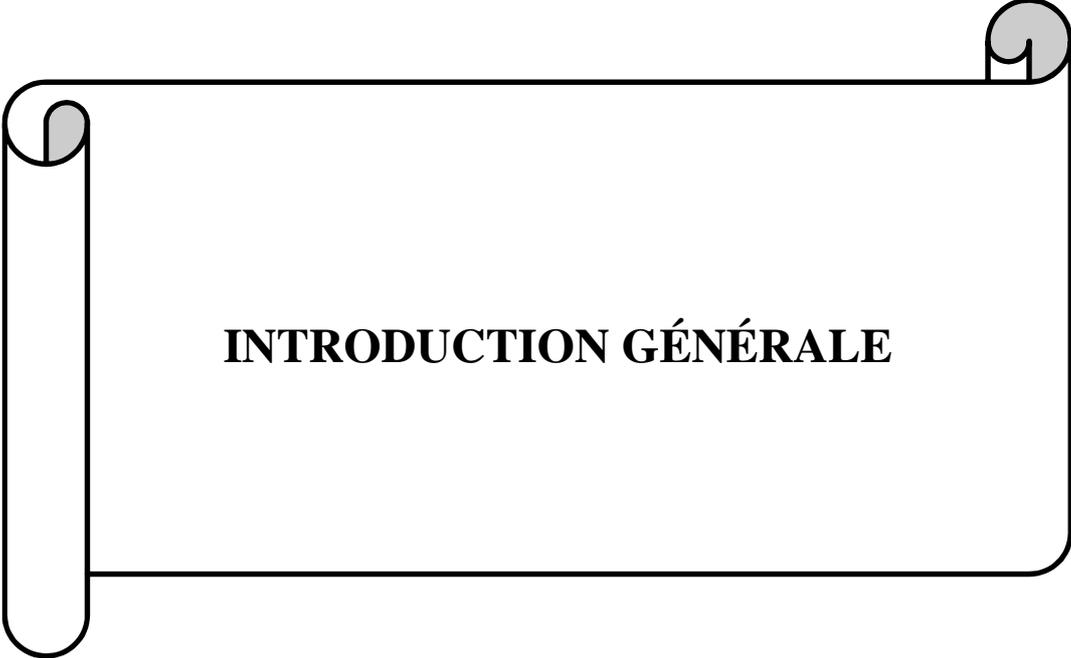
Listes des figures

Figure I.1 : Représentation simplifiée d'un système pétrolier	04.
Figure I.2: Composition de la roche mère.....	08.
Figure I.3 : Exemple d'enregistrement appelé programme– obtenu au cours de la pyrolyse Rock-Eval.....	10.
Figure I.4 : Processus de migration à l'échelle microscopique.....	11.
Figure I.5: Processus de migration primaire.	11.
Figure I.6 : Explication du processus de migration à l'échelle du gisement.....	13.
Figure I.7 : Description d'un piège stratigraphique.....	14.
Figure I.8: Piège structurale anticlinal	14.
Figure I.9 : Description d'un piège structurale.....	15.
Figure I.10 : Description d'un piège liée à la présence de couverture	15.
Figure I.11 : Processus de formation des hydrocarbures.....	16.
Figure I.12 : Les composés du pétrole brut.....	19.
Figure I.13 : Mécanisme de sédimentation	25.
Figure II.1 : Un Aréomètre.....	28.
Figure II.2 : Lecture d'un aréomètre	29.
Figure II.3 : La centrifugeuse.....	31.
Figure II.4 : Dépôts des sédiments au fond de tube	31.
Figure II.5 : L'emplacement des tubes à l'intérieur de la centrifugeuse.....	32.
Figure II.6 : Appareil de mesure de la tension de vapeur.	33.

Figure II.7: Bombe a Reid.....	35.
Figure II.8 : Implantation de l'appareil dans le bain thermostatique.	36.
Figure II.9 : Appareil de mesure de la salinité.	38.
Figure II.10 : Titrages potentiométriques.....	39.
Figure II.11 : Appareil de dosage de soufre.	42.
Figure II.12 : Tube en quartz.....	42.
Figure II.13 : Représentations schématiques de spectrophotomètres à transformée de Fourier (IRFT).....	44.
Figure II.14 : Domaine UV- Visible... ..	47.
Figure II.15 : Appareil ultra-violet.	48.
Figure II.16 : Les types de transitions électroniques.....	49.
Figure II.17 : Représentations schématiques de spectrophotomètres de type double faisceau... ..	51.
Figure II.18 : Cellules ou cuves	52.
Figure III.1 : Tube pour centrifugeuse (toupie).....	56.
Figure III.2 : Les trois conditions pour allumer un feu.	59.
Figure III.3 : Spectre de l'infra - rouge du pétrole brut.....	65.
Figure III.4 : Prolongation du spectre ultra- visible du pétrole brut.....	66.
Figure III.5 : Les groupes chromophores.	67.
Figure III.6 : Spectre ultra-visible de pétrole brut.....	69.

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Classifications de pétrole brut.....	23.
Tableau II.1: Exemple de transition de certain composé.....	50.
Tableau III.1 : Densité mesurées.....	54.
Tableau III.2 : Le pourcentage de l'eau en masse ou en volume de deux échantillons	56.
Tableau III.3: Pression de correction due à la température de la chambre à air.	58.
Tableau III.4 : Tableau de correction.	59.
Tableau III.5: Identification de la teneur en sel.	61.
Tableau III.6 : Les limites contractuelles du brut.....	61.
Tableau III.7 : L'attribution des différentes bandes d'un spectre infrarouge.....	64.
Tableau III.8 : Principales structures et transitions électroniques.....	67.
Tableau III.9 : Propriétés physico - chimiques du pétrole canadien et Algérien.	70.
Tableau III.10 : Teneur en soufre de quelques pétroles bruts.	70.
Tableau III.11 : Densités de quelques pétroles bruts.	71.
Tableau III.12 : Caractéristiques physico-chimiques des pétroles Algérien et sud-Américain ...	72.
Tableau III.13: Les caractéristiques physico – chimiques de pétrole de Venezuela et d'Algérie.....	72.
Tableau III.14: Teneur en eau est sédiments de quelques bruts.	73.
Tableau III.15: Teneur en eau de quelques bruts	74.



INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERALE

En matière de pétrole et de produits pétroliers, le contrôle de qualité fait appel à des vérifications de poids et de qualité. Ces contrôles peuvent être effectués en différents points du cycle du produit, y compris sur les lieux de production, les plates-formes, les sites de stockage, pendant l'extraction, sur les lieux de chargement/déchargement, les navires ou les camions citernes. [1]

Le laboratoire d'analyses des carburants et combustibles pétroliers, dans le cadre de ses missions habituelles, effectue le contrôle de la qualité du pétrole brut. Le travail porte sur le contrôle des paramètres de qualité intrinsèques aux produits [2]

Les pétroles bruts se présentent le plus généralement, sous la forme de liquides plus ou moins visqueux. Leur couleur varie du vert au brun noir. Ils dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbure.

Les études effectuées sur le pétrole brut, montrent que ce dernier contient un nombre pratiquement infini de constituants, autrement dit, d'un mélange complexe constitué des milliers des composés chimiques non définis, et ces composés présentent une difficulté incontournable vis-à-vis de leur évaluation

Les pétroles ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur du même gisement. Donc la détermination de leur propriété n'est pas une chose facile, pour ce faire, plusieurs méthodes analytiques avec des équipements ultrasophistiqués ont été mises à jour, parmi ces méthodes, on cite entre autres la ultra-visible, infra- rouge. [3]

Cependant, ces méthodes présentent une manipulation complexe, un prix couteux et un état d'appareillage très fragile, par conséquent elles n'ont pas trouvé une large acceptation dans l'exploitation quotidienne de raffinage malgré leur prédiction exacte.

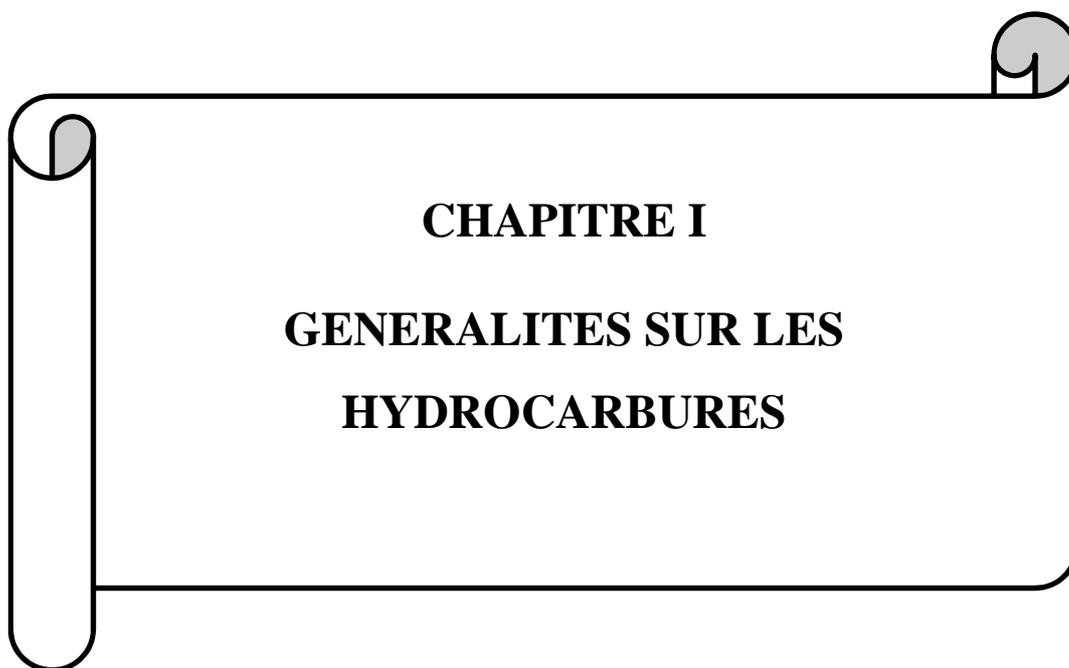
La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial, le transport, le stockage, et bien entendu, le prix.

L'objectif de ce travail est celui de la détermination des propriétés physico-chimiques du brut pour disposer d'une vision plus large qui nous permettra d'identifier et classer les composés pétroliers liquides en fonction de ces propriétés qui sont essentiellement: la densité, la tension de vapeur, la salinité, et la teneur en eau et sédiment

Le présent mémoire comporte quatre chapitres. Une synthèse bibliographique sur les hydrocarbures est présentée dans le premier chapitre. Une synthèse qui donne l'essentiel du domaine pétrolier, tel que les caractéristiques du pétrole, la composition chimique des produits pétroliers, le processus de formation des hydrocarbures, et la classification du pétrole.

Nous abordons au deuxième chapitre les méthodes d'analyse utilisées afin de caractériser le pétrole brut soit, les analyses effectuées au niveau de laboratoire de Sonatrach ou bien celles effectuées à l'université de Bejaia.

Les résultats des tests réalisés au laboratoire et les résultats de la caractérisation sont détaillés au troisième chapitre. Le chapitre quatre concerne, l'hygiène et la sécurité dans le domaine pétrolier.



CHAPITRE I
GENERALITES SUR LES
HYDROCARBURES

I.1. Introduction

Le pétrole ou l'or noir est l'une des matières premières la plus recherchée actuellement dans le monde entier, vu son importance dans le développement économique énergétique et technologique en général.

L'objectif de ce chapitre est l'initialisation au domaine pétrolier, et d'introduire la terminologie propre à ce secteur. Les pétroles bruts formant un continuum d'espèces chimiques depuis les gaz jusqu'aux produits les plus lourds constitués par les asphaltènes en tenant compte sur des caractéristiques physiques et chimiques qui sont très variables d'un champ de production à un autre et même à l'intérieur du même gisement.

Dans ce chapitre, nous montrons dans le détail: les caractérisations du pétrole, la composition chimique des produits pétroliers, le processus de formation des hydrocarbures, et la classification du pétrole.

I.2. Caractéristiques d'un système pétrolier

Un système pétrolier est défini comme un bassin sédimentaire ou une portion d'un bassin sédimentaire où l'on trouve à la fois les éléments (roche mère, roche réservoir, roche couverture et pièges) et les processus (expulsion et migration secondaire) (figure I.1) nécessaire à la génération, la migration, l'accumulation et la préservation du pétrole et du gaz. [4]

Pour que le système pétrolier fonctionne, les roches doivent avoir des propriétés physiques particulières :

- ❖ Pour la roche mère, il faut une roche riche en matière organique (une maturation thermique adéquate) ;
- ❖ Pour les roches réservoir et couverture, ce sont les propriétés physiques de la porosité et de la perméabilité qui sont importantes. [5]

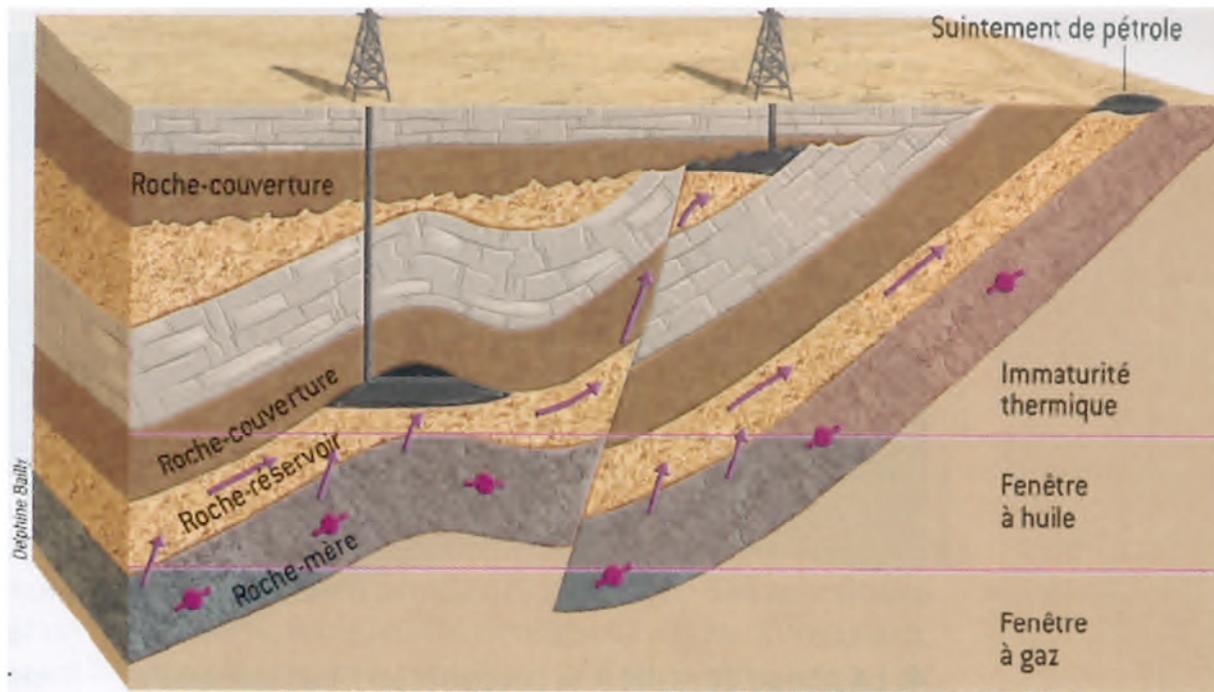


Figure I.1 : Représentation simplifiée d'un système pétrolier. [4]

I.3. Définition des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont des composés organiques constituent les éléments essentiels des pétroles contenant exclusivement des atomes de carbone « C » et d'hydrogène « H ». Le terme hydrocarbure est un terme générique qui désigne les mélanges de composés organiques présents dans des matières géologiques comme l'huile, le bitume et le charbon ou dérivés de ces matières.

En fonction de la nature de la roche dans laquelle ils sont piégés ; les hydrocarbures sont classés en deux catégories :

- ❖ Les hydrocarbures conventionnels : Regroupent des huiles minérales liquides ou quasiment liquides, ou du gaz également appelé méthane (CH_4), qui peut être extraits de réservoirs souterrains contenant les hydrocarbures ainsi que les impuretés associées telles que du soufre et des particules métalliques, par des méthodes de forage dites « classiques » ;
- ❖ Les hydrocarbures non conventionnels : nous considérons un hydrocarbure comme non-conventionnel dès lors que :
 - Ses caractéristiques physiques et de stockage impliquent un coût élevé de production ($>40\$/b$) ;

- Les risques ou impacts environnementaux associés sont élevés ;
- Il est stocké dans une roche compacte qui impose l'utilisation de la fracturation hydraulique. [6]

I.4. Principales familles d'hydrocarbures

Elles se divisent en plusieurs familles chimiques selon leur structure. Toutes ces structures sont basées sur la tétravalence du carbone ; parmi les principales familles on cite :

I.4.1. Les gaz

Ce sont des mélanges complexes d'hydrocarbures, contenant essentiellement les premiers éléments de la série paraffinique « Alcanes : C_nH_{2n+2} », à savoir :

❖ Le méthane CH_4 ou C_1 ;

❖ L'éthane C_2H_6 ou C_2 ;

❖ Le propane C_3H_8 ou C_3 ;

❖ Le butane C_4H_{10} ou C_4 .



Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Ces éléments sont gazeux dans les conditions atmosphériques, ils peuvent contenir en outre d'autres hydrocarbures, de l'azote, de l'hydrogène, du gaz carbonique et de l'hydrogène sulfuré.

Les gaz naturels que l'on rencontre dans les bassins sédimentaires se présentent :

- ❖ Soit seuls en gisements de gaz individualisés ;
- ❖ Soit associés à des gisements de pétrole, saturés en gaz, ou sous-saturés et essentiellement en solution dans la phase liquide. [7]

I.4.2. Le pétrole brut

Le pétrole comme une source d'énergie, est tiré du mot latin « *petra* et *oleum* » soit « huile de pierre », est une roche liquide ou huile minérale naturelle combustible de couleur noir douée d'une odeur caractéristique plus ou moins prononcée et d'une densité de 0,8 à 0,95.

Le pétrole c'est un mélange d'hydrocarbures (molécules formées d'atomes de carbone et d'hydrogène) et de molécules, appelées résines et asphaltènes, contenant également d'autres atomes, principalement de soufre de l'azote et de l'oxygène.

Le pétrole peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le kérosène, le diesel... [8]

I.4.3. Hydrocarbures solides

Généralement, on désigne sous le nom d'asphaltes ou de bitumes, des produits plus ou moins solides. Le terme paraffine désigne des composés paraffiniques au-delà de C_{16} ; On distingue :

- ❖ Les hydrates : Dans certaines conditions de basse température et de pression, le méthane peut précipiter et cristalliser sous forme d'hydrate de méthane, une molécule de méthane se liant à six molécules d'eau.
- ❖ La famille des bitumes : sont définis comme des mélanges visqueux naturels composés principalement d'hydrocarbures lourds, et parfois de produits sulfureux. [9]

I.5. Origine des hydrocarbures

Les rapides transformations chimiques et mécaniques du pétrole déversé dans l'environnement terrestre, du fait des mécanismes d'altération (évaporation, dissolution, photo oxydation, biodégradation...), sont souvent un obstacle à la détermination de son origine. Par conséquent, si un pétrole ne peut être rapidement analysé après son introduction dans le milieu naturel, son identification devient très difficile. [10]

Les hydrocarbures dans l'environnement peuvent avoir plusieurs origines :

I.5.1. Les hydrocarbures fossiles

Qui proviennent de la décomposition d'une grande quantité de matière organique coincée entre deux couches sédimentaires. Cela demande des caractéristiques géologiques passées spécifiques ce qui explique la faible quantité de ressources disponibles. [11]

I.5.2. Les hydrocarbures actuels

Qui sont produits par des bactéries ; ces dernières permettant la décomposition de la matière organique. Cette production a lieu essentiellement dans les zones humides (tourbières, marais) et en quantité limitée. Le changement climatique pourrait accroître cette production dans les zones actuellement gelée et relâcher de grandes quantités de méthane dans l'atmosphère terrestre ce qui accentuerait d'autant plus l'effet de serre. [12]

I.6. Processus de formation des hydrocarbures

Les hydrocarbures sont le résultat de la transformation, au cours de l'enfouissement, des sédiments riches en matière organique (débris de végétaux et plancton) ; leur mécanisme de constitution englobe trois notions essentielles qui sont :

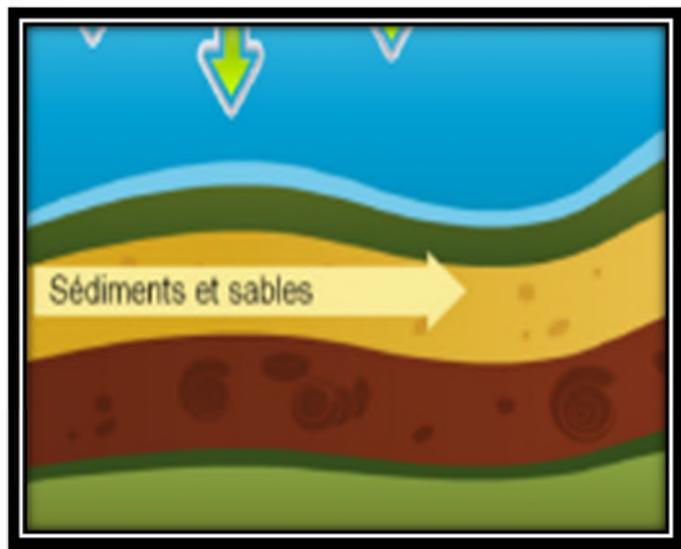
I.6.1. Notion de roche mère

Les hydrocarbures prennent naissance dans des formations sédimentaires argileuses et / ou carbonatées riches en matière organique et soumises à une certaine diagenèse. On qualifie ces formations de roches mères.

La roche mère est un élément essentiel dans le système pétrolier, car c'est l'usine à pétrole et à gaz. Les sédiments riches en matières organiques se sont transformés en roches (figure I.2), cela signifie ; que la matière organique fossile dans les roches sédimentaires se présente soit sous forme dispersée et dépasse rarement 5% en carbone organique pour les shales, soit sous forme accumulée pour les charbons.

Les shales contenant au moins 2% en carbone organique sont considérés comme de bonnes roches mères pétrolières. Cependant, toutes les roches mères ne sont pas équivalentes et leur capacité à générer du pétrole ne dépend pas uniquement de la teneur en carbone organique mais de la nature de la matière organique et des conditions de dépôt et de sédimentation.

Une roche riche en matière organique est appelée roche mère. Le pétrole et le gaz naturel présents dans la roche mère subissent habituellement une compression qui les force à suivre des voies de passage poreuses jusqu'à ce qu'ils soient piégés dans des formations rocheuses plus résistantes et plus denses, lesquelles jouent le rôle d'agent de recouvrement ou de roche couverture. À mesure que le pétrole s'accumule, un réservoir se forme sous la surface. [13]



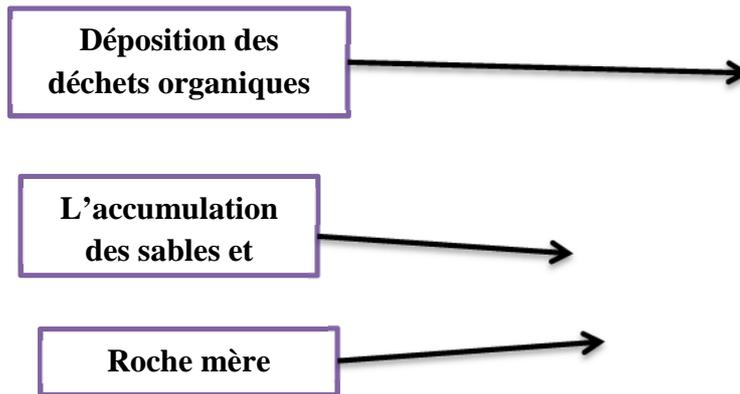


Figure I.2 : Composition de la roche mère. [14]

L'évolution géologique des roches mères peut être résumée en trois phases essentielles :

I.6.1.1. La diagenèse

Au cours de laquelle la rupture de liaisons instables au sein du kérogène (craquage primaire) va induire la production de H₂O et CO₂ mais aussi de composés lourds (résines et asphaltènes) à une température varie entre **10 à 80°C**.

Autrement dit la diagenèse est considéré comme une phase de dégradation biochimique à l'interface eau-sédiment où la MO subit principalement une action microbologique. C'est durant cette phase que se forme notamment le méthane biogénique lié à l'action des bactéries méthanogènes. [13]

I.6.1.2. La catagenèse

La catagenèse où « fenêtre à huile » correspond à la phase d'une intense dégradation du kérogène en raison de la rupture des liaisons stables C-C à une température varie entre **80 à 120°C**, elle se forme par deux sortes de craquage :

- ❖ Craquage (primaire) du kérogène caractérisé par la formation de petits acides, de résines et d'asphaltènes jusqu'à épuisement des atomes de O et N aussi la formation des hydrocarbures lourds et liquides (pétroles).
- ❖ Craquage (secondaire) de l'huile et du kérogène mentionné par la formation des hydrocarbures légers et gazeux (méthane) et résidu carboné de plus en plus

aromatique. Le bitume néoformé va également se dégrader en composés de faibles masses puis en gaz humides [14]

I.6.1.3. La métagenèse

La métagenèse où « fenêtre à gaz », dans ce stade et à cause de la grande augmentation de la température les hydrocarbures liquides (pétrole) générés dans la catagenèse se craquent en hydrocarbures gazeuses (gaz secs) à une température varie entre **120 à 200°C**. La composition des produits issus du craquage tend progressivement vers celle du méthane.

La déméthylation du kérogène joue aussi dans ce stade un rôle important dans la génération du méthane. Des gaz non hydrocarbonés (H_2O , CO_2 , N_2) sont générés en raison de la dégradation tardive de liaisons hétéroatomique les plus stables. [15]

I.6.2. Notion de maturité des roches mères

La teneur en carbone organique (COT) et la qualité pétrologène de la roche mère est indiquée par l'index d'hydrogène (IH), le niveau de maturité est l'un des paramètres clefs dans l'évaluation du potentiel pétrologène d'une roche mère. Il donne une indication sur le degré d'évolution thermique de la MO.

Il existe plusieurs approches pour évaluer le niveau de maturité d'une roche mère; parmi les plus utilisées on peut citer : [16]

I.6.2.1. La réflectance de la vitrinite

La réflectance de la vitrinite par méthode optique c'est la réflectance de la lumière par un matériel carboné traduit sa structure moléculaire, on parle aussi du pouvoir réflecteur de la vitrinite ; la vitrinite est un macéral qu'on trouve abondamment dans les matières organiques d'origine continentale.

C'est une méthode permet d'enregistré au travers des propriétés physiques et chimiques de la vitrinite l'évolution des conditions thermiques au sein des bassins sédimentaires. [17]

I.6.2.1. Le T_{max} du Rock-Eval

C'est la méthode la plus précise et la plus complète qui se base sur le phénomène de pyrolyse ; consiste à chauffer environ 100 mg de roche broyée sous courant de gaz inerte (hélium).

C'est une technique de craquage « non pas du kérogène mais de la roche » à une température maximale qui est la T° du four atteinte au sommet du pic S2 (figure I.3) soit au

moment du maximum de production des hydrocarbures. Ce paramètre est un indicateur du degré de maturation de la MO.

La T_{max} , permet la caractérisation des hydrocarbures libres « gaz et huile » contenus dans l'échantillon de roche. [18]

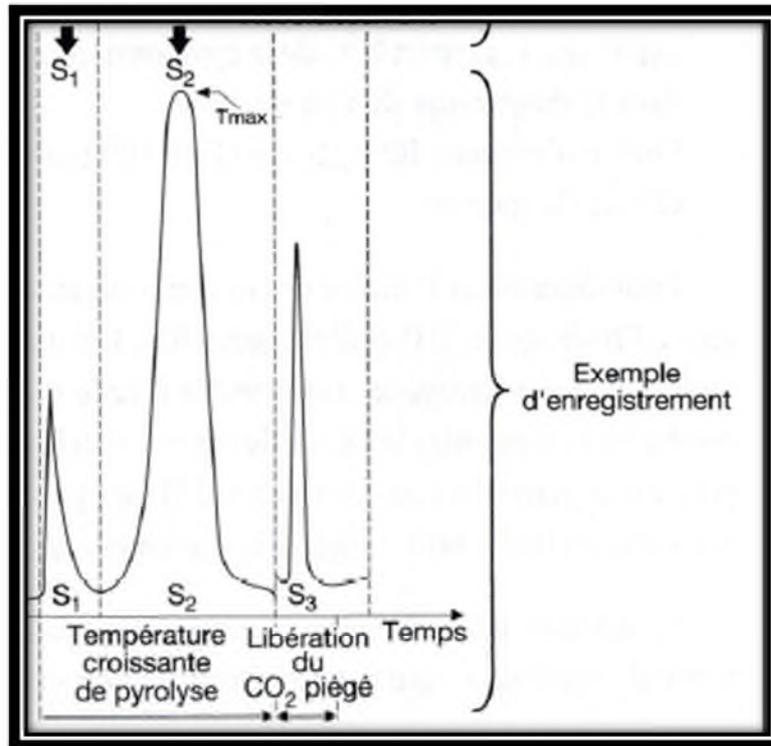


Figure I.3 : Exemple d'enregistrement appelé pyrogramme – obtenu au cours de la pyrolyse Rock-Eval. [20]

S1 : Hydrocarbures libres.

S2 : Hydrocarbures pyrolysables.

S3 : CO₂ issu du craquage du kérogène.

I.6.3. Migration des hydrocarbures dans les réservoirs

Une fois formés, les hydrocarbures sont expulsés de la roche mère et migrent vers des roches à plus forte porosité appelées roches réservoirs.

Lors de la formation de l'huile et du gaz à partir du kérogène, les gouttelettes d'hydrocarbure sont disséminées dans la roche-mère et ne pourraient pas être exploitées si des phénomènes de migration et de concentration ne s'étaient pas produits (figure I.4).

On distingue généralement deux phases de migration (figure I.6) :

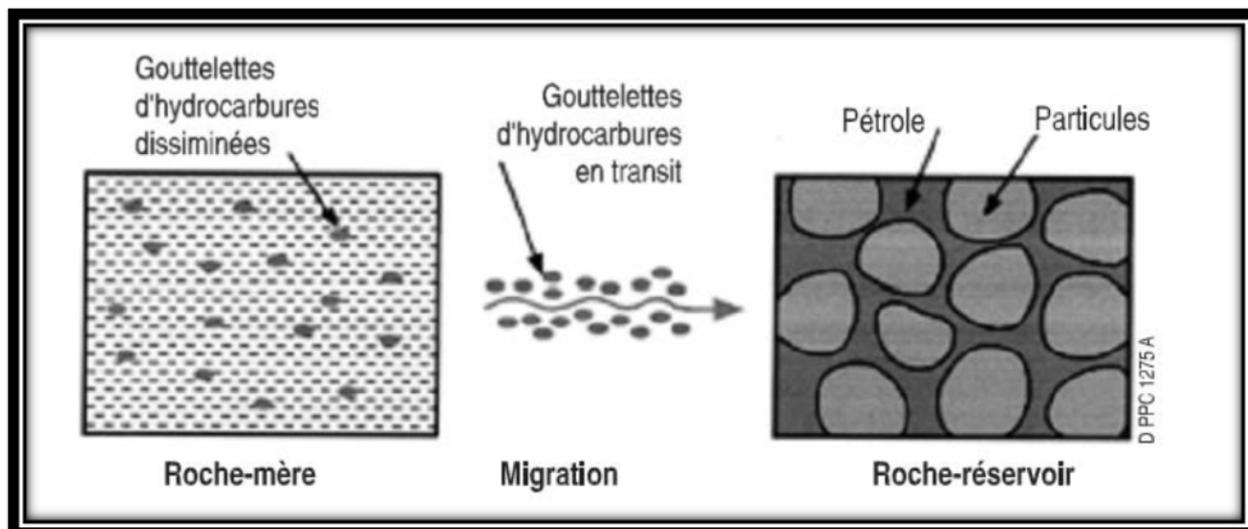


Figure I.4: Processus de migration à l'échelle microscopique. [20]

I.6.3.1. La première migration

La première migration n'est pas une véritable circulation, il s'agit d'un simple déplacement du pétrole de la roche originelle où il s'est formé; soit latéral, soit vers le haut ou vers le bas, pour s'accumuler dans un réservoir voisin primaire, et ce, sous l'effet de la compaction.

Au fur et à mesure de la compaction, la perméabilité diminuant, les fluides ne peuvent plus être expulsés assez rapidement. Si la pression qui en résulte vient à excéder la résistance mécanique de la roche, il se produira des microfissures qui permettront le départ d'une phase huile ou gaz vers un réservoir, jusqu'à ce que la pression soit tombée au-dessous de son seuil, les fissures se colmatent et un nouveau cycle recommence (figure I.5). [19]

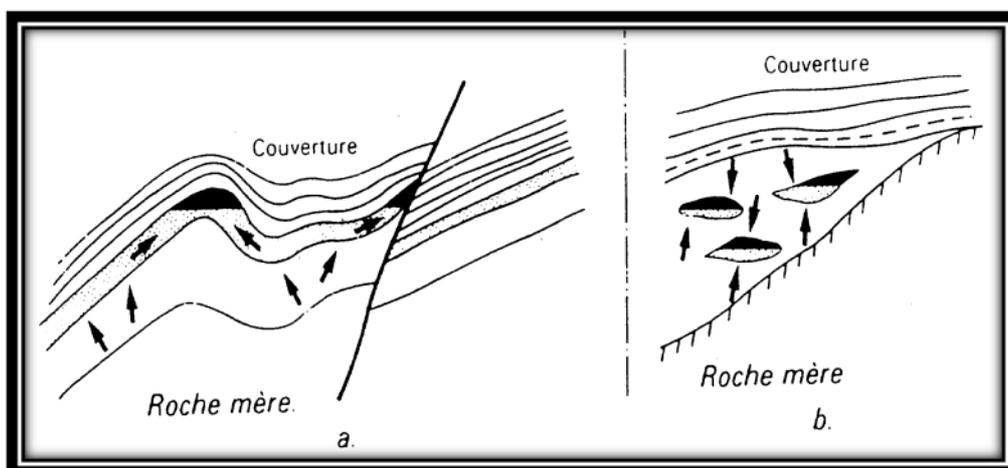


Figure I.5 : Processus de migration primaire. [21]

I.6.3.2. La migration secondaire

Le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la terre avec de faible densité, pour qu'il puisse s'échapper très lentement à travers les couches sédimentaires perméables avoisinant la roche-mère.

Sachant que, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle c'est-à-dire que le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries par conséquent, les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être également utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière. [20]

Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture» (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associée à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture.

Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

I.6.3.3. Dismigration

Si les hydrocarbures, en déplacement, ne rencontrent aucun obstacle pour les stopper, ils continueront leur chemin qui peut les mener jusqu'en surface. [21]

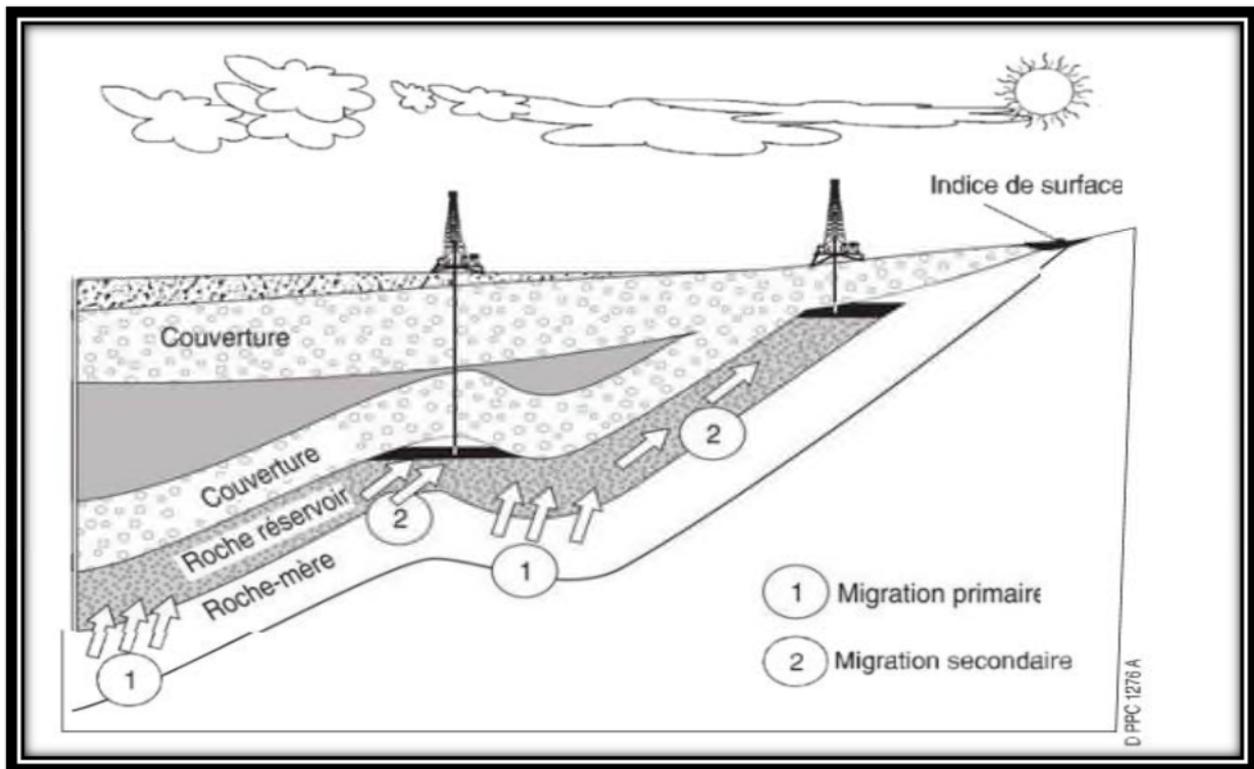


Figure I.6 : Explication du processus de migration à l'échelle du gisement. [21]

I.6.4. Formation d'un piège

La migration des hydrocarbures se fait grâce au déplacement de l'eau dans les formations rocheuses.

En effet, les eaux souterraines se trouvent non seulement dans les couches superficielles mais également en grande profondeur où elles circulent très lentement. Ce sont elles qui en migrant entraînent les gouttelettes d'hydrocarbures.

Il existe deux grandes familles de pièges :

- ❖ Les pièges structuraux liés à la tectonique (plis, faille) ;
- ❖ Les pièges stratigraphiques où la tectonique ne joue plus qu'un rôle négligeable, et qui sont dus principalement à des phénomènes d'ordre lithologique (perte de perméabilité), sédimentaire (biseaux, lentilles, récifs, discordance) (figure I.7). [22]

Le schéma ci-dessous (figure I.8), décrit une situation commune et recherchée où le piège constitué par les roches réservoirs est situé au sommet de plis anticlinaux où alternent roches perméables (roches réservoirs) et roches imperméables (roches de couverture). On trouve également d'autres situations propices à la formation de pièges :

- ❖ Couche perméable coincée sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement de couches à la faveur d'une faille ;
- ❖ Lentilles sableuses contenues dans des couches imperméables (figure I.9) ;
- ❖ pièges associés à des dômes de sel imperméables (figure I.10). [23]

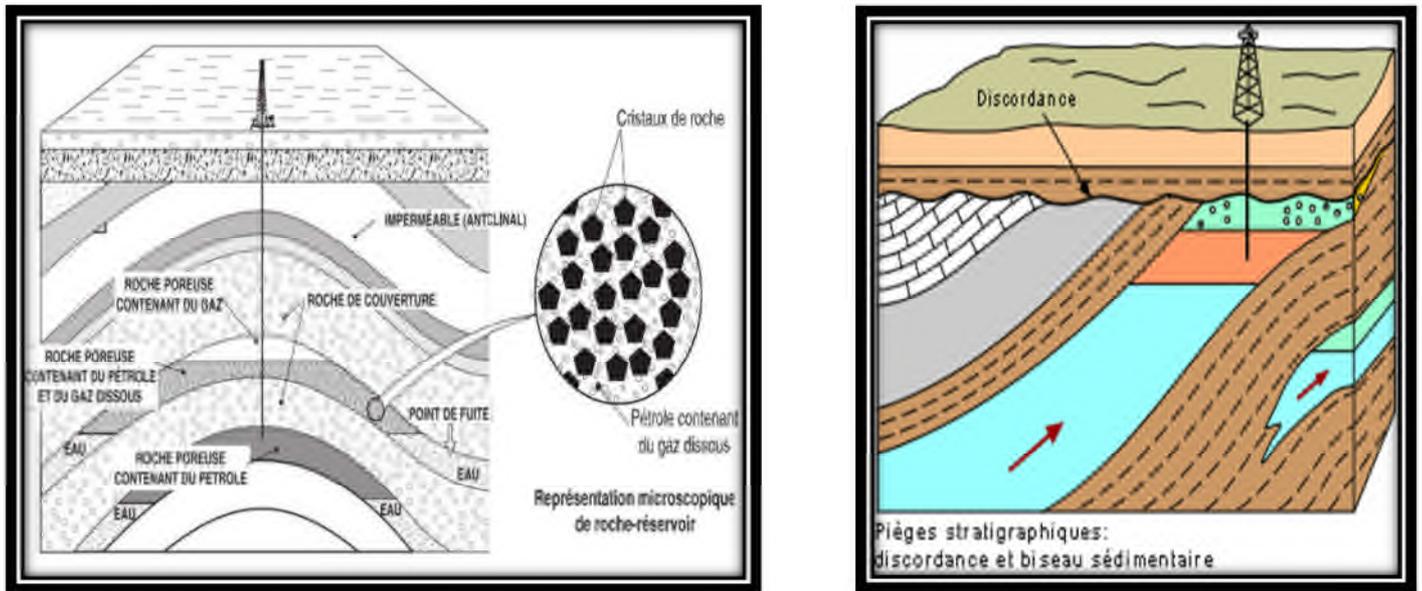


Figure I.7 : Description d'un piège stratigraphique. [22]

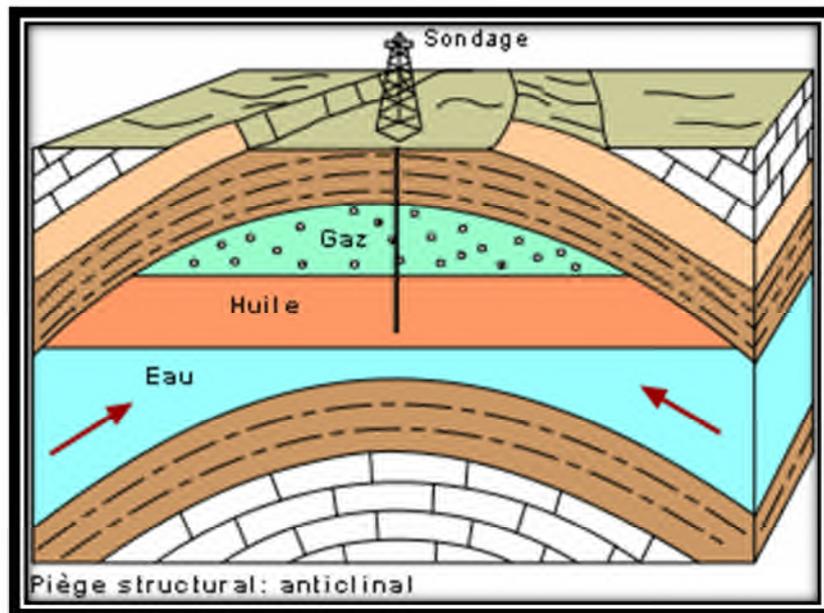


Figure I.8 : Piège structurale anticlinal. [23]

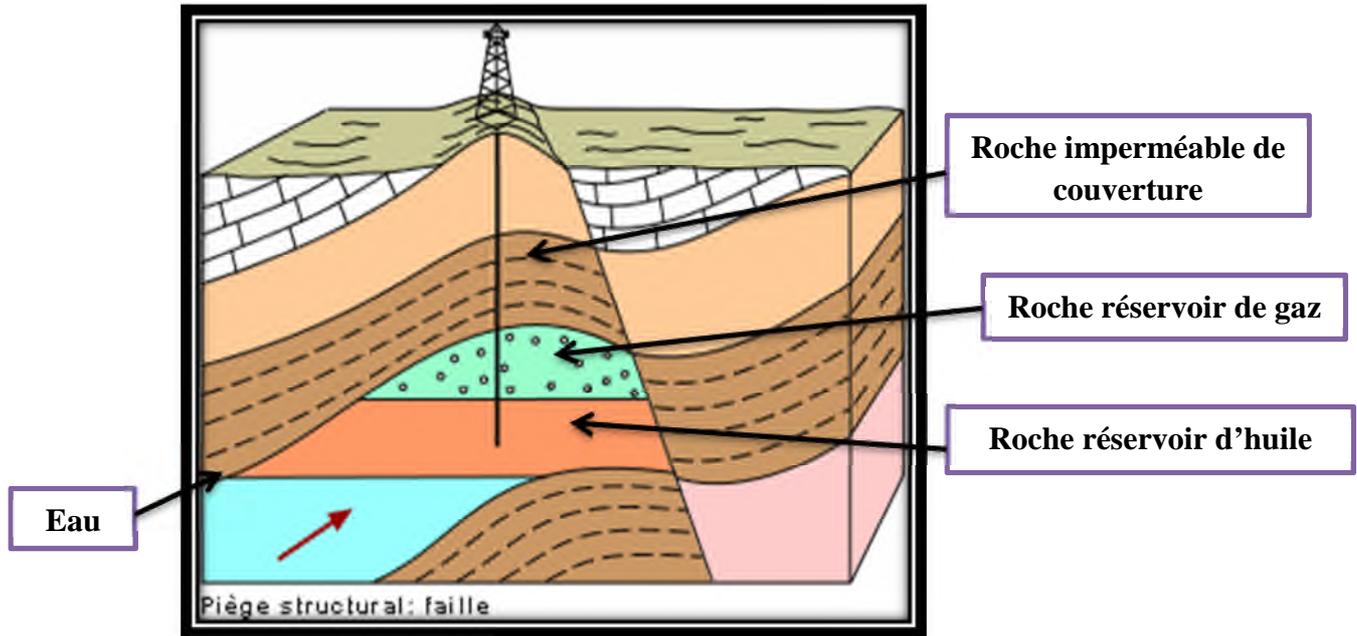


Figure I.9: Description d'un piège structurale. [21]

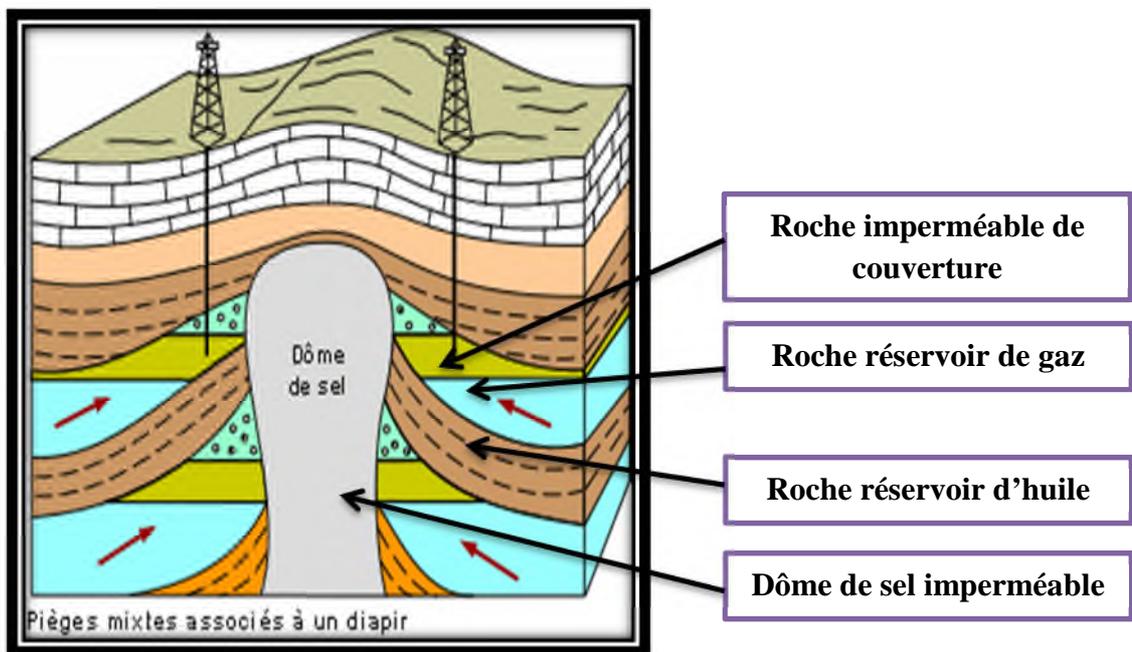


Figure I.10 : Description d'un piège liée à la présence de couverture salifère imperméable « piège mixte ». [22]

I.7. Processus schématique de formation des hydrocarbures

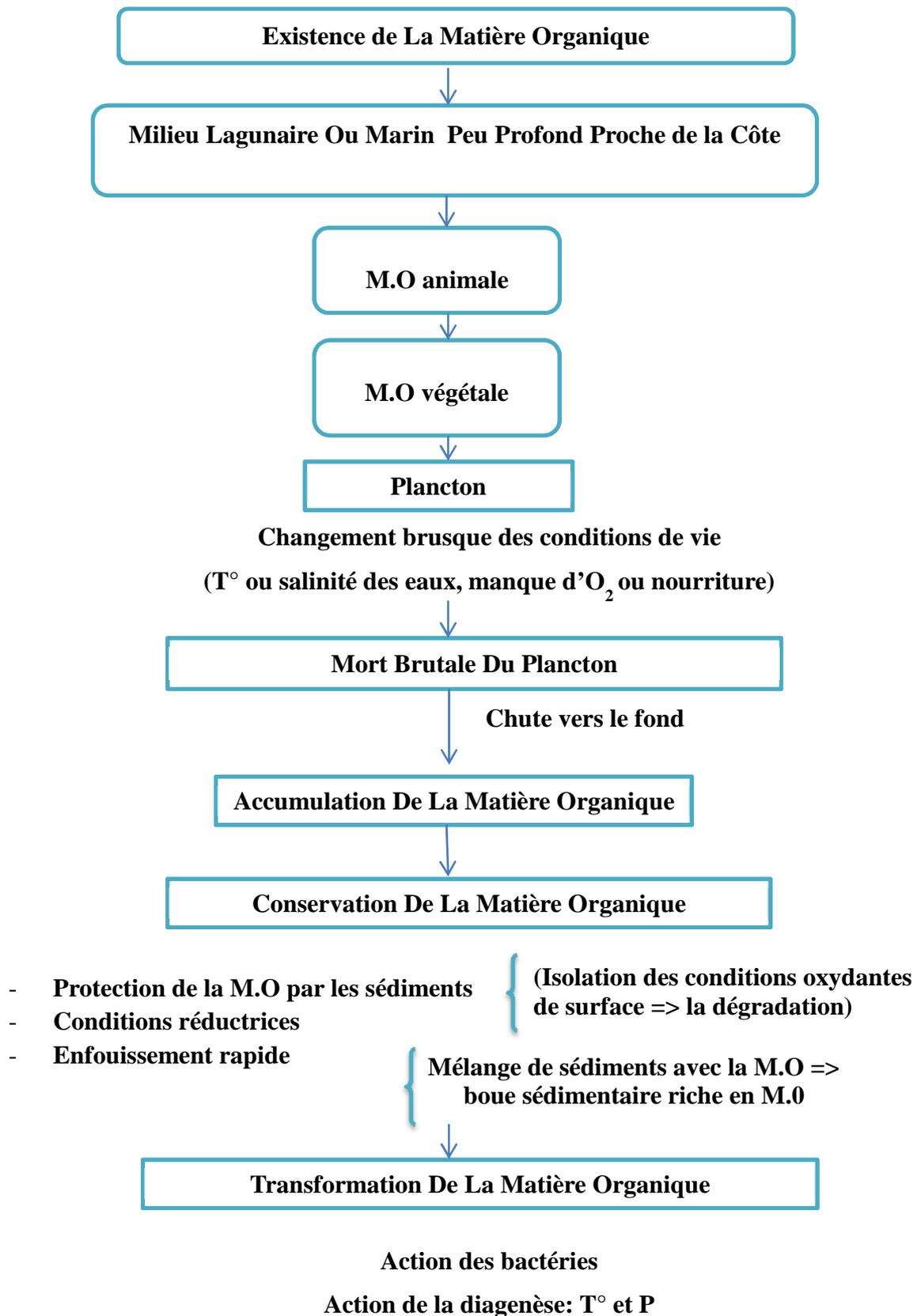


Figure I.11: Processus de formation des hydrocarbures. [24]

I.8. Historique de pétrole

Le pétrole est repéré la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre.

En 1852 la découverte du kérosène ou “pétrole lampant” qui est utilisé pour l’éclairage augmente l’utilisation du Pétrole.

En 1859 forage du premier puits destiné à la production de pétrole par le “colonel Drake” dans l’état de Pennsylvanie en USA. [24]

Dès les années 1950 le pétrole constitue la première source d’énergie dans le monde, à la même période on est marquée la découverte de très riche gisement du pétrole dans la région du “Golfe persique”.

En 1970 à 1980 la consommation mondiale du pétrole comme source de produits chimiques croît de 11%. [25]

Dès l’antiquité, le pétrole a été dans divers domaines : il est utilisé comme médicament miracle et comme arme de guerre et revêtement étanche. Et actuellement le pétrole est largement utilisé, on utilise les fractions du pétrole comme le naphta, essence super, le kérosène, le gasoil... [26]

I.9. Présentation de la D.R.G.B

L’une des directions opérationnelle et la direction régionale de Bejaia. Composant l’activation transport par canalisation de SONATRACH avec région d’Arzew, de Skikda et Haoud-El-Hamra et Ain-Amenas.

La direction régionale de (DRG Bejaia) se trouve à proximité du port ce qui lui permet d’exporter les produit pétroliers plus facilement au moyen des navires ; contient un laboratoire de contrôle de qualité ou les techniciens font des analyses sur le pétrole brut qui arrive du sud après avoir traversé les quatre stations qui sont :

- ❖ Haoud El Hamra;
- ❖ Oued souf ;
- ❖ Biskra ;
- ❖ M’sila ;
- ❖ Béni Mansour ;
- ❖ Bejaia (TMB).

I.10. Composition du pétrole brut

Le pétrole brut est constitué essentiellement d'hydrocarbures de toutes sortes ayant différentes caractéristiques physico-chimiques on distingue essentiellement 3 groupes principaux. [27]

1^{er} Série : Hydrocarbures acycliques saturés

Cette série considérée comme la plus importante est appelée également hydrocarbures paraffiniques ou alcanes, ils sont constitués d'atomes de carbone liés à l'hydrogène soit linéairement ou d'une façon ramifiée, ils sont de formule générale C_nH_{2n+2} exemple : le méthane CH_4 . Parmi ces liquides, on distingue les essences, le pétrole lampant, le kérosène, le gasoil et mazout, huile de graissage. [28]

2^{ème} Série : Hydrocarbures cycliques saturés

Ce sont les hydrocarbures naphthéniques ou cyclo-alcanes, ils sont composés des chaînes d'atomes de carbone fermées en cycle, sur lesquelles peuvent s'introduire des chaînes linéaires. Ils de formule générale $C_n H_{2n}$. [29]

3^{ème} Série : Hydrocarbures cycliques non saturés

Sont plus connus sous le nom d'hydrocarbures aromatiques, ce sont des molécules qui comportent le cycle du benzène C_6H_6 , sur lequel d'autres chaînes carbonées peuvent s'ajouter. Ces hydrocarbures de formule générale $C_n H_{2n-6}$ par exemple : Le xylène C_8H_{10} [30]

Le pétrole contient aussi d'autres composés à part les hydrocarbures tels que :

❖ Les composés soufrés : 0,05% - 6% en masse

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organiques soufrés, le sulfure d'hydrogène H_2S est le seul composé non organique présent dans le brut. Les composés organiques soufrés sont généralement classés en deux groupes les composés acides et les composés non acides.

- ❖ Les composés acides $R-SH$: sont les thiols (mercaptans) ce sont des composés corrosifs de forte odeur ;
- ❖ Les composés non acides : Ce sont les thiophènes, les sulfides et les disulfides. [31]

Les composés oxygénés : 0,05 à 1,5% en masse.

Les composés azotés : 0,1 à 2% en masse.

Les organométallique : dans les fractions les plus lourdes tels que résines et asphaltènes se trouvent des atomes métalliques comme le nickel et le vanadium. Ils appartiennent en partie à des molécules de la famille des porphyrines (figure I.12). [32]

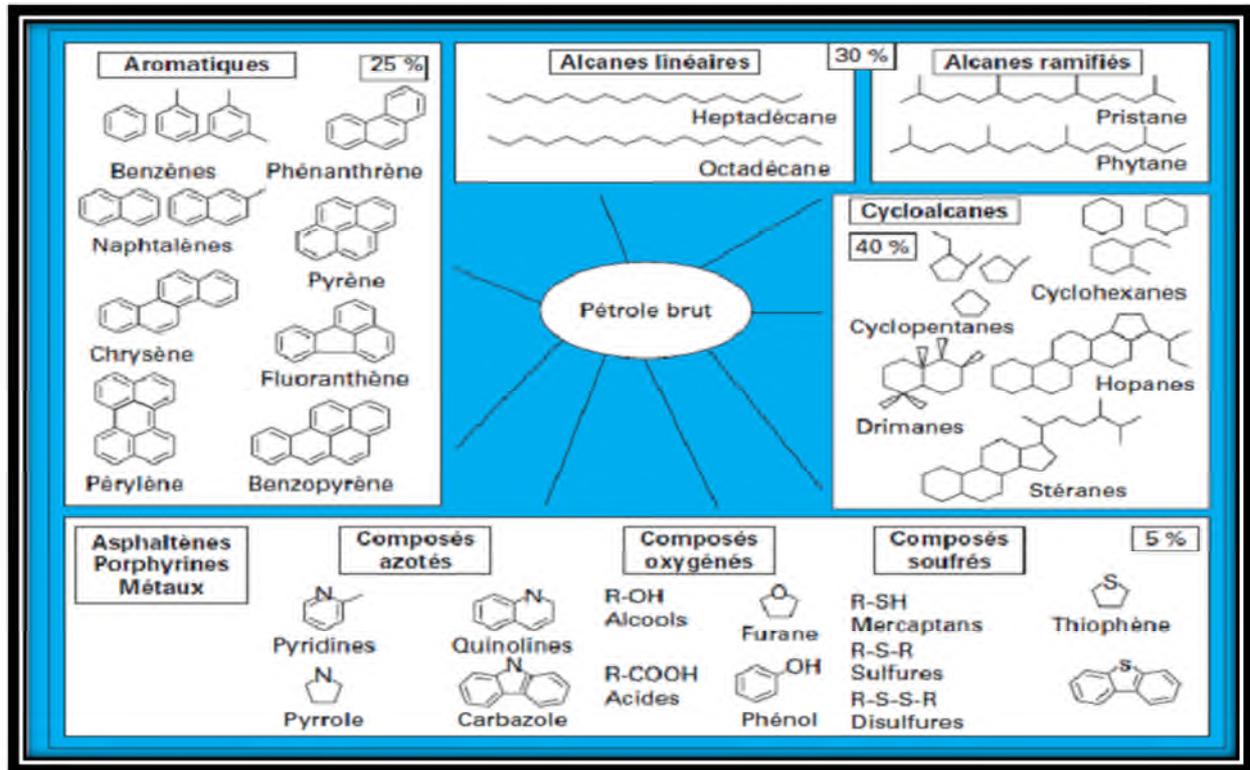


Figure I.12 : Les composés du pétrole brut. [32]

I.11. Caractérisation physico-chimique du pétrole

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures avec des propriétés physico-chimiques qui peuvent varier d'un gisement à l'autre. [33]

Les propriétés physiques et chimiques de pétroles bruts varient considérablement et dépendent de la concentration des divers types des hydrocarbures. [34]

Les propriétés du pétrole vont être importantes du point de vue du transport car elles vont limiter les possibles des tinations. Chaque centre de traitement ou de raffinage de pétrole est conçu pour traiter des types de pétrole avec des propriétés spécifiques, souvent avec une marge de tolérance assez grande. [35]

Mis à part la densité, la tension de vapeur, teneur en sédiment et en sels et la teneur en soufre qui seront détaillés dans le chapitre II on peut citer les propriétés suivantes :

I.11.1. La composition chimique

La composition chimique du pétrole va dépendre de la proportion des différents types d'hydrocarbures présents qui peut être de type paraffinique, naphténique ou aromatique. [36]

I.11.2. Teneur en azote

Généralement présentant en faible quantité (0,1%). Les pétroles bruts renferment des hydrocarbures azotés sous forme basique « quinoléine, iso quinoléine, pyridine... » Ou neutre « pyrole, indole, carbazole... ». [37]

Ces composés peuvent être malodorants « quinoléine », ou avoir une odeur agréable « indole ». Ils se décomposent sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou de l'ammoniac, qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation ou de conversion « réformage, craquage » et activent la formation des gommages dans les distillats « kérogène, gazoles ». [38]

I.11.3. Teneur en oxygène

La teneur en composés oxygénés varie de « 0,03 à 3% ». Les bruts contiennent généralement moins d'oxygène que de soufre. Bien que peu abondant, l'oxygène peut jouer un rôle non négligeable en particulier, il est responsable de l'acidité des pétroles. On trouve l'oxygène dans :

- ❖ Les phénols formés par la substitution d'un hydroxyde (OH) à un hydrogène d'un cycle aromatique ;
- ❖ Les furanes et benzofuranes dans lesquels un cycle oxygéné est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques ;
- ❖ Les acides carboxyliques : R-COOH. [39]

I.11.4. Point d'éclair

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle il faut porter un échantillon de brut pour ce que les hydrocarbures légers par celui-ci se brûlent au contact d'une flamme. Ainsi cette caractéristique est un paramètre à connaître lors de la manipulation d'un brut notamment en ce qui concerne les conditions de stockage. [40]

Autrement dit le point d'éclair mesure la tendance que possède un produit pétrolier à former avec l'air un mélange inflammable. C'est une des propriétés qu'il faut considérer pour évaluer les risques d'inflammabilité d'une coupe pétrolière.

Les limites d'inflammabilité d'un hydrocarbure dépendent de sa nature chimique et de sa masse molaire. [41]

I.11.5. La viscosité

La viscosité est une grandeur physique déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole brut dans un tube capillaire de longueur donnée à une température bien déterminée :

La viscosité du pétrole va affecter la facilité avec laquelle il peut être transporté.

La mesure de la viscosité du pétrole brut à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs. [42]

I.11.6. Point d'écoulement

Le point d'écoulement d'un pétrole brut est la plus basse température à laquelle un pétrole brut s'écoule encore lors qu'il est refroidi sans agitation, dans des conditions normalisées. Cet essai caractérise soit la teneur en fractions lourdes, soit indique la quantité des longues chaînes paraffiniques (la cire de pétrole) contenues dans le brut.

La connaissance du point d'écoulement est importante pour la détermination des conditions de pompage du brut en hiver et aussi pour donner une indication approchée sur leur pompabilité. [43]

Lorsqu'un pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus au moins importante de la viscosité, puis si l'abaissement de température est suffisant, les pétroles bruts cessant d'être des fluides, et s'approchent de l'état solide en s'épaississant.

Donc la connaissance des propriétés thermiques du pétrole brut est très importante : un préchauffage à 45 - 65° C diminue la température du point d'écoulement car le pétrole brut contient des germes de cristaux de paraffines, et ceux-ci sont détruits lors du préchauffage. [44]

I.11.7. Le rapport H/C

Le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène à celui du carbone est directement lié aux types d'hydrocarbures qui composent le pétrole. Il est aussi en relation étroite avec la viscosité.

Le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène sur le nombre d'atomes de carbone, est très employé pour une première indication utile sur la nature organique du pétrole. Ainsi on débouche sur une première classification du pétrole :

- ❖ Les paraffiniques, plutôt molécule chaîne linéaire ;

- ❖ Les asphaltique, plutôt molécule cycle ;
- ❖ Les mixtes, l'ensemble des 2 précédents. [45]

I.11.8. Taux de cendres

Le test indique la quantité des composés métalliques présents dans le pétrole brut. Le taux de cendres est déterminé par la combustion complète (calcination) d'un échantillon de pétrole brut. [46]

I.11.9. Indice d'acide

Les pétroles bruts contiennent des acides carboxyliques. Ceux-ci sont dosés par neutralisation avec de la potasse caustique ; le résultat de l'analyse est exprimé en mg de KOH/ g de brut.

Il y a lieu de remarquer par ailleurs que la répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, puisqu'on enregistre en générale une teneur maximale dans les fractions distillées entre 400 et 450° C de densité moyenne 0,950. [46]

I.11.10. Les courbes de distillation

Une des premières caractéristiques à obtenir sur le pétrole ou même sur un produit pétrolier, est sa courbe de distillation.

Il s'agit d'une graphique température d'ébullition - volume distillé. Ce graphique est obtenu à la suite d'une distillation réalisée sans recyclage de matière et selon des normes précises (vitesse, pression, appareillage). [47]

L'opération consiste à chauffer progressivement l'échantillon de pétrole qui va s'évaporer progressivement. La vapeur formée monte, puis elle est refroidie dans un tuyau réfrigéré pour être ensuite recueillie dans un récipient de mesure.

Après distillation, on obtient la courbe qui permet notamment d'évaluer les propriétés fondamentales d'un pétrole. [48]

I.12. Quelques caractéristiques physiques des pétroles

Les principales caractéristiques de brut montrent que les pétroles les plus courants sont sous forme d'un liquide d'origine naturelle, autrement dit ce sont des huiles minérales généralement leur densité varie entre 0,6 à 0,9 d'un autre part Leur viscosité s'apparente à celle du miel ainsi que leur molécules sont non miscibles dans l'eau. [49]

I.13. Classification du pétrole

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

Néanmoins, les deux principaux critères pour classer les centaines de bruts différents qui existent sont la densité et la teneur en soufre, depuis le plus léger et le moins sulfureux qui est le condensât jusqu'au plus lourd et plus sulfureux qui est le brut. [50]

I.13.1. Selon la densité

Quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). (tableau I.1), Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- ❖ Les gisements de pétrole léger : $API > 31,1$, l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;
- ❖ Les gisements de pétrole moyen : $22,3 < API < 31,1$; la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;
- ❖ Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd : $10 < API < 22,3$, le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud à titre d'exemple ;
- ❖ Les gisements de bitume : $API < 10$ le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada. [51]

I.13.2. Selon la teneur en soufre

On dit que le pétrole est qualifié de doux (suet) si sa teneur en soufre est inférieure à 0,5% poids au-delà de cette valeur on dit qu'il est qualifié de sulfure mais dans les raffineries on utilise des pétroles avec une faible teneur en soufre sinon, on est obligé de faire appel à des processus supplémentaires lors du raffinage.

Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord (tableau I.1). [52]

Tableau I.1 : Classifications de pétrole brut. [52]

Nom de pétrole	Densité API	Teneur en soufre (% du poids)	Appellations
Brent	38	0,4	Leger doux

West-Texas intermédiation	36,4	0,48	Leger doux
Dubaï	31	2	Moyen soufré
West Texas Sour	30,2	1,5	Moyen soufré
Alaska north sloop	24,8	1,04	Moyen soufré

I.14. Processus de formation de pétrole brut

Le pétrole est une roche liquide formée par la transformation de minuscules organismes végétaux et animaux marins mêlés à de la boue et du sable à l'abri de l'air ; leur évolution de création est sectionné en deux phases primordial qui sont :

I.14.1. L'accumulation de la matière organique, végétale essentiellement

Le pétrole est issu d'une lente transformation et de réactions naturelles. Lorsque les générations successives mouraient (des végétaux, microorganismes et espèces planctoniques) leurs restes se déposaient au fond des océans, ils s'accumulèrent et se mélangèrent pour former des couches des sédiments riches en matières organiques: le Kérogène.

Il existe deux sources principales de sédiments dans un bassin océanique: la charge terrigène (apportée à la mer par les fleuves) provenant de l'érosion des continents, qui se dépose d'abord sur les deltas (1) et qui est ensuite dispersée sur le plateau continental (2); puis finalement apportée au pied du talus (3); la charge allochimique (élément chimique initial) provenant du bassin même, principalement de la couche de plancton (figure I.13).

De la matière organique d'origine végétale ou animale, Composée de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, se dépose au fond d'une zone d'eau profonde en même temps que du sable et de la vase.

L'accumulation des couches de kérogène augmente en masse, et grâce au mouvement des plaques tectoniques, ces couches s'enfoncent petit à petit dans le sol). Plus elles s'enfoncent, plus la pression et la température du milieu sont hautes. Le kérogène subit donc une décomposition thermique : la pyrolyse (destruction par la chaleur). [52]

I.14.2. Formation et Maturation de la matière organique

Au bout de dizaines de millions d'années, la transformation des matières organiques commence sous l'influence des agents bactériens et d'une augmentation de la température et de la pression (environ 3°C et 25 bars tous les 100 m). L'azote et l'oxygène sont éliminés et des hydrocarbures gazeux ou liquides se forment : c'est le gaz naturel et le pétrole.

Moins denses que la roche qui les a vues naître, les hydrocarbures migrent vers la surface mais des roches imperméables entravent leur remontée. Ils vont alors être piégés dans une couche poreuse et former un gisement, qui ressemble à une gigantesque éponge imbibée de liquides et de gaz. Le gisement contient, de bas en eau, de l'eau salée, du pétrole et du gaz. [53]

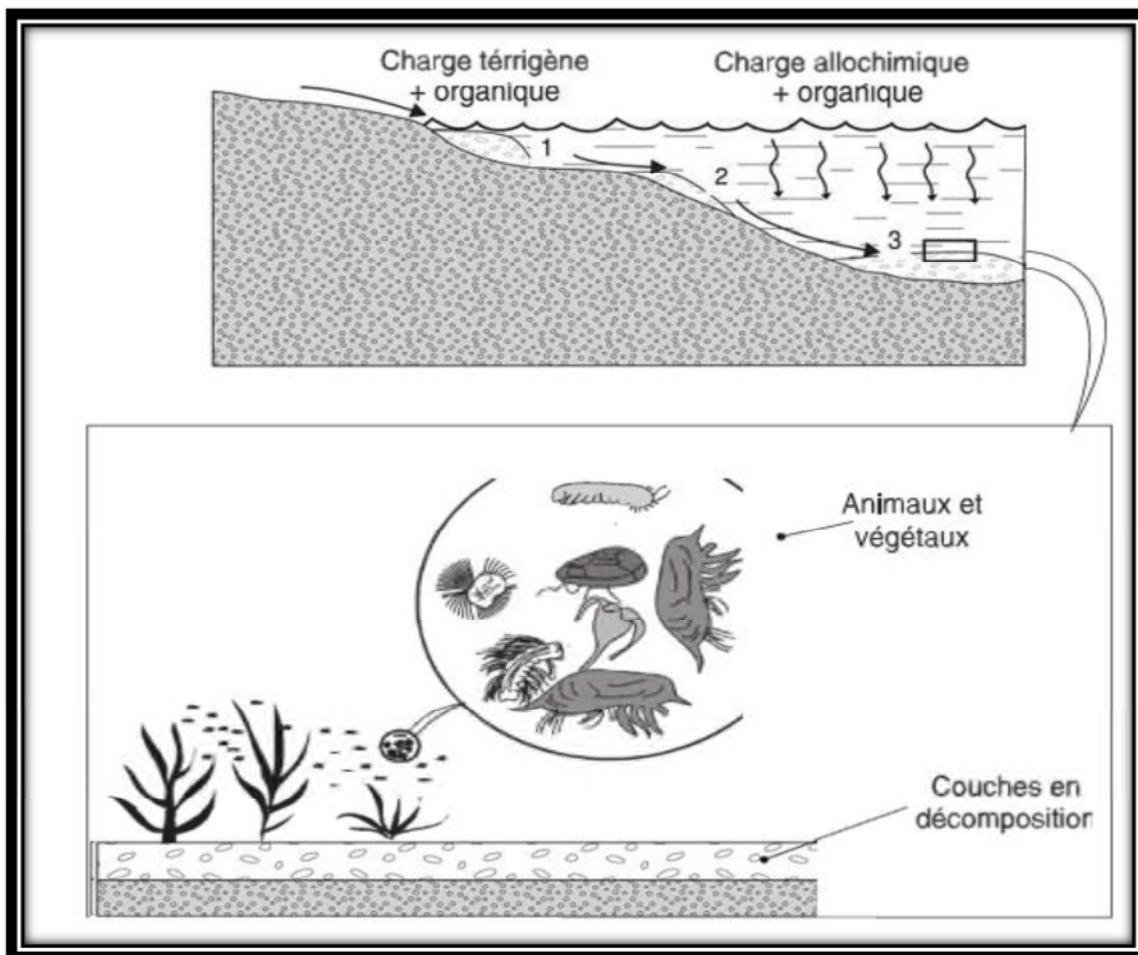


Figure I.13: Mécanisme de sédimentation. [53]

I.15. Conclusion

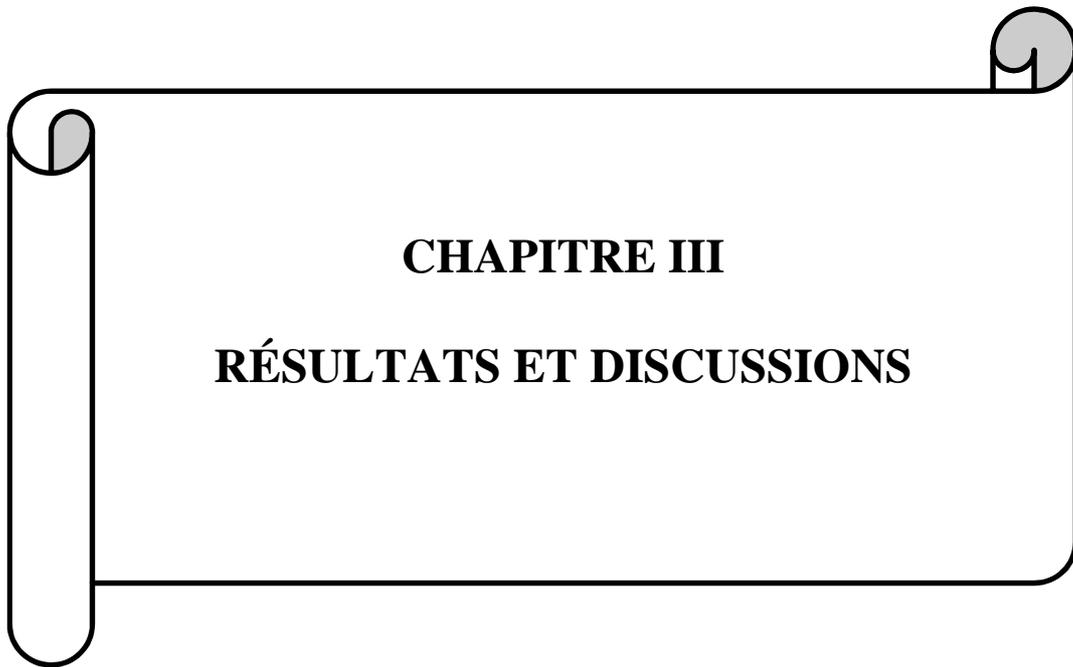
Le but essentiel de ce chapitre est de comprendre, le lien entre les caractéristiques initiales de brut qui dépendant du type de la matière organique et de son environnement de dépôt.

Si l'origine organique des hydrocarbures est aujourd'hui incontestable, la reconstitution des systèmes pétroliers suppose la prise en compte de l'ensemble de processus géologique depuis la genèse jusqu'à l'accumulation des hydrocarbures.

Nous avons axé nos recherches dans ce cadre, sur l'évaluation des méthodes de caractérisation dans le but de déterminer les propriétés et la classification de brut. Ceci nous a permis de montrer l'utilité de l'identification de la nature et la composition chimique de pétrole pour un contrôle de qualité admirable.

Il est clair donc que les pétroles bruts présentent une large diversité du point de vue de leur propriétés physique et chimique ; telle que :

- ❖ Le teneur en soufre ;
- ❖ La composition chimique ;
- ❖ Taux de cendre...



II.1. Introduction

L'établissement de contrôle de qualité du pétrole obéit à des essais parfaitement et rigoureusement mis au point. Tous les procédés de laboratoire sont basés sur la connaissance de ces essais standardisés, c'est-à-dire sur l'analyse standard du pétrole brut.

Cette analyse conduit à la connaissance des propriétés physiques et chimiques du pétrole afin, d'améliorer sa qualité.

La connaissance des propriétés physiques des fluides est essentielle à l'ingénieur de procédé car elle lui permet de spécifier, dimensionner ou vérifier le fonctionnement des différents équipements d'une unité de production.

Dans de ce chapitre, les essais identifiants notre échantillon sont, dans un premier temps abordés. Nous évoquons par la suite l'ensemble des techniques de caractérisation (spectroscopie IR et spectroscopie UV – visible).

II.2. Méthodes d'analyses

II.2.1. La densité « méthode de l'aréomètre »

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. La densité est exprimée le plus souvent en degrés API.

Au chargement et au déchargement des pétroliers, la densité du brut est mesurée afin d'examiner ; si elle est conforme au cahier des charges dans le cas où le paiement se fait sur la base du baril, ou pour transformer ce volume en poids, si les transactions sont basées sur un prix à la tonne.

La densité peut être déterminée expérimentalement par trois méthodes :

- ❖ La méthode du pycnomètre ;
- ❖ La méthode du densimètre électronique ;
- ❖ La méthode de l'aréomètre.

Dans notre cas nous avons utilisé la dernière méthode pour déterminer la densité selon la norme ASTM 1298-99. [53]

II.2.1.1. But

La détermination de la densité a pour but de connaître la masse de pétrole contenu dans un bac, connaissant son volume et sa densité on peut facilement déterminer sa masse par la relation suivante :

$$m (\text{échantillon}) = d * v (\text{échantillon}).$$

Le calcul de la masse est indispensable avant le chargement des navires qui se fait par tonnage. Le chargement se fait avec une masse égale à celle que le navire peut transporter, ou bien un peu inférieur à cette dernière.

La densité peut aussi nous renseigner sur la nature du pétrole et nous permettre de classer approximativement les pétroles bruts :

- ❖ Pétroles légers : $0,76 \leq d \leq 0,82$;
- ❖ Pétroles moyens : $0,82 \leq d \leq 0,86$;
- ❖ Pétroles moyennement lourds : $0,86 \leq d \leq 0,90$
- ❖ Pétroles lourds : $d > 0,90$.

II.2.1.2. Principe

La mesure de la densité s'effectue en émergeant un aréomètre (figure II.1) dans une éprouvette contenant l'échantillon en question, puis on lire la valeur sur l'aréomètre après sa stabilisation. [54]



Figure II.1 : Un Aréomètre. [54]

II.2.1.3. Aréomètre

L'aréomètre est un instrument permettant de mesurer la concentration d'un liquide ou la densité d'un brut. Le principe des corps flottants régit le fonctionnement de cet appareil.

Lorsqu'un aréomètre est placé dans le pétrole, il monte et descend dans le liquide jusqu'à ce qu'il flotte librement. Le point où la surface du pétrole touche la tige de l'aréomètre constitue la mesure de la densité de l'échantillon. Ces corps sont soumis à deux forces contraires : le poids P du corps, force exercée au centre de gravité, et la poussée d'Archimède, dirigée de bas en haut, exercée au centre de poussée.

Pour une bonne lecture d'un aréomètre (figure II.2), il suffit de remplir presque totalement l'éprouvette avec le brut puis insérer l'aréomètre progressivement afin d'éviter d'avoir trop de mousse. Le surplus débordera de l'éprouvette. On peut faire tourner l'aréomètre sur lui-même pour chasser les bulles, il doit bien flotter verticalement et ne pas coller aux parois.

Une fois stabilisé ; on remarquera la présence d'un ménisque à la surface du liquide, la mesure se fait sur la graduation au niveau de la ligne de flottation de l'aréomètre, sous le ménisque. [55]

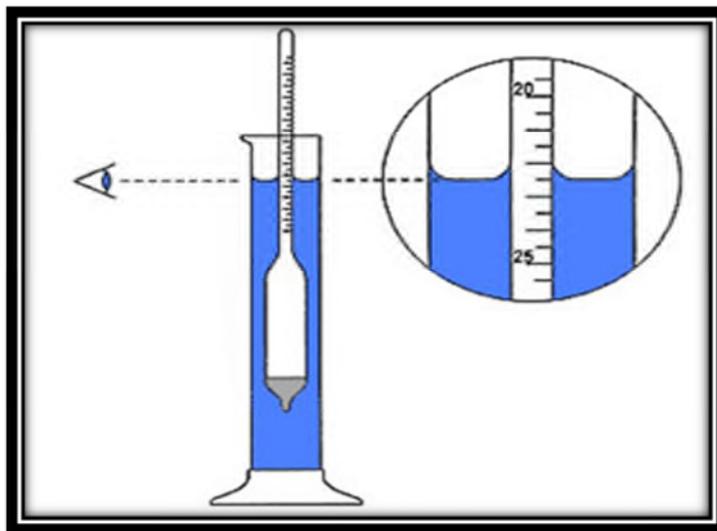


Figure II.2 : Lecture d'un aréomètre. [55]

II.2.2. Teneur en l'eau et sédiment (BSW)

II.2.2.1. Teneur en eau des pétroles bruts

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus au moins stable ; cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes, ou de certains agents tensio-actifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques. [56]

II.2.2.2. Teneur en sédiments « bottom sediments »

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits appelés « sédiments » sont de fines particules de sable, de

boues de forage, de débris de roche (feldspath, gypse...), de métaux sous forme de minerais, ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium... provenant de l'érosion des pipelines, des bacs de stockage, des vannes ou de toute autre tuyauterie que traverse le brut.

La présence de tels produits dans les pétroles bruts est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent arriver à boucher les tuyauteries, et détériorer la qualité de brut.

Pendant le stockage, les sédiments décantent avec l'eau, et se déposent avec les paraffines et les asphaltes dans les bacs de stockage sous forme d'amas pâteux. Le niveau de séparation entre la partie eau- sédiments et brut, doit être bien connu afin d'éviter de les pomper, car leur passage dans les unités de raffinage entraîne des irrégularités de fonctionnement, et peut même perturber considérablement leur marche.

La teneur en eau et sédiments des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée (ASTM D4007- 95) ; qui consiste à déterminer le volume d'eau et de sédiment séparés du brut par centrifugation en présence d'un solvant (du toluène) et d'un agent désémulsionnant. [57]

II.2.2.2.1. But

La détermination de la teneur en l'eau et sédiment dans le pétrole a un intérêt économique car, un bon pétrole qui répond aux normes, est celui qui contient le moins possible de sédiments et d'eau. Pour déterminer ce paramètre, on utilise une centrifugeuse (figure II.3).



Figure II.3 : La centrifugeuse. [117]

II.2.2.2.2. Centrifugeuse

La centrifugeuse de paillasse effectue la décantation centrifuge pour séparer, purifier et condenser les granules (figure II.4), cette manipulation peut concerner toutes sortes de liquides et d'échantillons à tester qui peuvent être des substances pathogènes ou toxiques. Cette centrifugeuse nécessite dans notre cas deux tubes de forme poire identique l'un est remplis de l'eau et l'autre tube avec de pétrole ; de telle manière qu'ils auront le même volume, placé ainsi dans deux portes de tubes de même forme à l'intérieur de la centrifugeuse (figure II.5). [58]



Figure II.4 : Dépôts des sédiments au fond de tube. [118]



Figure II.5 : L'emplacement des tubes à l'intérieur de la centrifugeuse. [117]

II.2.3. Mesure de la pression de vapeur (TVR)

La pression de vapeur d'un pétrole brut, à la sortie du puits, peut atteindre 20 bars. Si on devait le stocker et l'expédier dans ces conditions, il faudrait utiliser des capacités épaisses et lourdes. Pour cela, on amène cette pression à des valeurs plus basses (< 1 bar) en séparant les constituants à forte tension de vapeur, par une série de détentes (1 à 4 bar) dans des appareils appelés « séparateurs », qui sont en fait de simples capacités qui permettent la séparation des deux phases liquide et vapeur formé à la suite de ces détentes.

La phase vapeur ainsi produite est appelée « gaz associé », la phase liquide étant le pétrole brut proprement dit. La production de ce gaz est en général considérée comme fatale, puisqu'une faible partie seulement est actuellement valorisée, et la quantité produite est relativement élevée.

On admet généralement que les pétroles bruts ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bar à 37,8° C (100° F).

Au cours des diverses manipulations « remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple), on note des pertes des hydrocarbures légers. Ces pertes sont exprimées en % volume liquide. D'après Nelson elles peuvent être évaluées par l'équation :

$$\text{Pertes (\% volume)} = \text{TVR} - 1/6$$

NB : L'unité utilisé pour la détermination de la tension de vapeur est de g/cm², mais on peut utiliser l'unité PSI avec 1 PSI=70,305 g/cm². [59]

II.2.3.1. Principe

A l'aide de la bombe a Reid, on introduit notre produit et on l'immerge dans le bain thermostatique et, on note le résultat affiché (figure II.6).



Figure II.6 : Appareil de mesure de la tension de vapeur. [119]

II.2.3.2. Préparation de l'essai

II.2.3.2.1. Saturation par l'air de l'échantillon dans son récipient d'origine

Avant tout, on amène l'échantillon entre 0 et 4° C, le retirer du bain de refroidissement. On ouvre ainsi le récipient et on vérifie que le volume qu'il contient est bien compris entre 70 et 80% de sa capacité « pour laisser échapper les vapeurs ». Ensuite, on renferme hermétiquement le récipient, on l'agite fortement et on le place dans le bain de refroidissement et cela se fait en minimum de temps possible.

II.2.3.2.2. Préparation de chambre à air

On relie la chambre à air et le manomètre « après l'avoir purgé et rincée » ; puis on les immerge pendant 10 min au minimum dans le bain d'eau maintenu à 37,8° C de manière que le sommet se trouve au moins à 25 mm au-dessous du niveau de l'eau.

II.2.3.2.3. Préparation de chambre à air réglage à température ambiante

Si on choisit une température de préparation de la chambre à air, la température ambiante sera déterminé on purge et on rince la chambre horizontalement, on insérant ainsi le thermomètre soutenir par un bouchon peu serré (non étanche à air) placé sur l'ouverture de la chambre. On ajuste le thermomètre afin qu'il soit dans l'axe de la chambre.

Le thermomètre doit être maintenu jusqu'à ce que la température soit constante à $0,5^{\circ}\text{C}$ à peu près (pendant au moins 5 min), et la différence avec la température ambiante ne doit pas excéder 1°C .

La température lue sur le thermomètre sera notée comme « la température initiale de l'air ».

On relie rapidement la chambre à air à la chambre carburant.

II.2.3.2.4. Détermination proprement dite

La préparation de l'appareil étant presque terminée, on retire l'échantillon, on le débouche et on y adopte les connections spéciales pour le transvasement.

On fait entrer la tubulure dans la chambre à carburant, on renverse le tout de telle sorte que le récipient se trouve au-dessous et que le tube adducteur débouche environ 5 mm au fond de la chambre à carburant.

On doit remplir la chambre à carburant jusqu'à ce qu'elle déborde puis la tapoter légèrement pour s'assurer qu'il y a pas de bulles d'air.

II.2.3.3. Montage de l'appareil

On relie immédiatement la chambre à air munie de son manomètre à la chambre à carburant. On effectue ainsi cette opération pendant 20 S jusqu'à où la chambre à carburant est remplie (figure II.7).

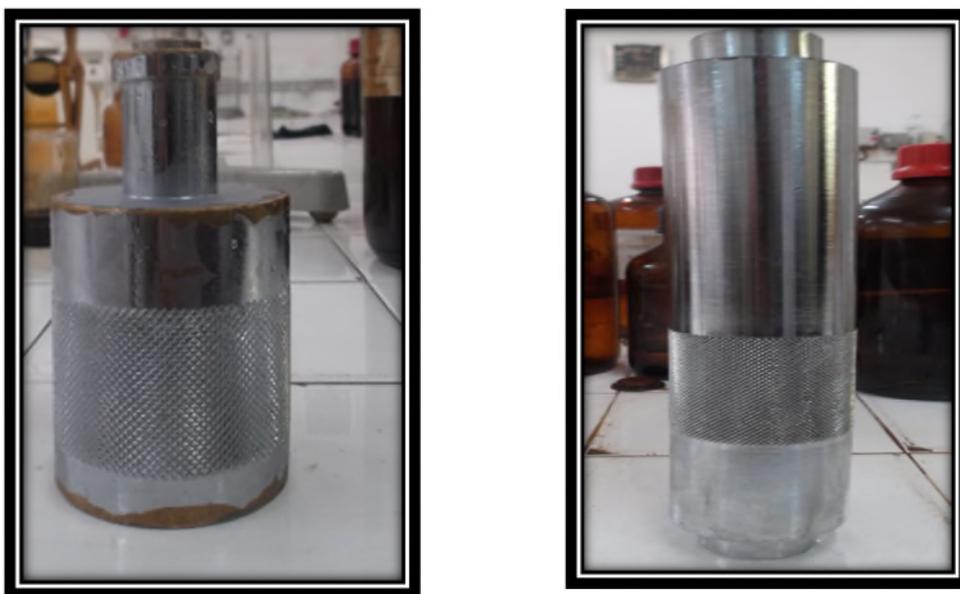


Figure II.7: Bombe a Reid. [119]

II.2.3.4. Introduction de l'appareil dans le bain thermostatique

Avec un manomètre à bourbon on retourne complètement l'appareil pour remplir la chambre à air. On agite vigoureusement. On plonge ainsi l'appareil dans le bain. On s'assure qu'il n'y a pas de fuites. Dans le cas contraire, il faut annuler la mesure.

Il faut veiller tout particulièrement à l'étanchéité de la zone de raccordement des deux chambres. Cette zone est l'un des points les plus délicats de l'appareil (figure II.8).

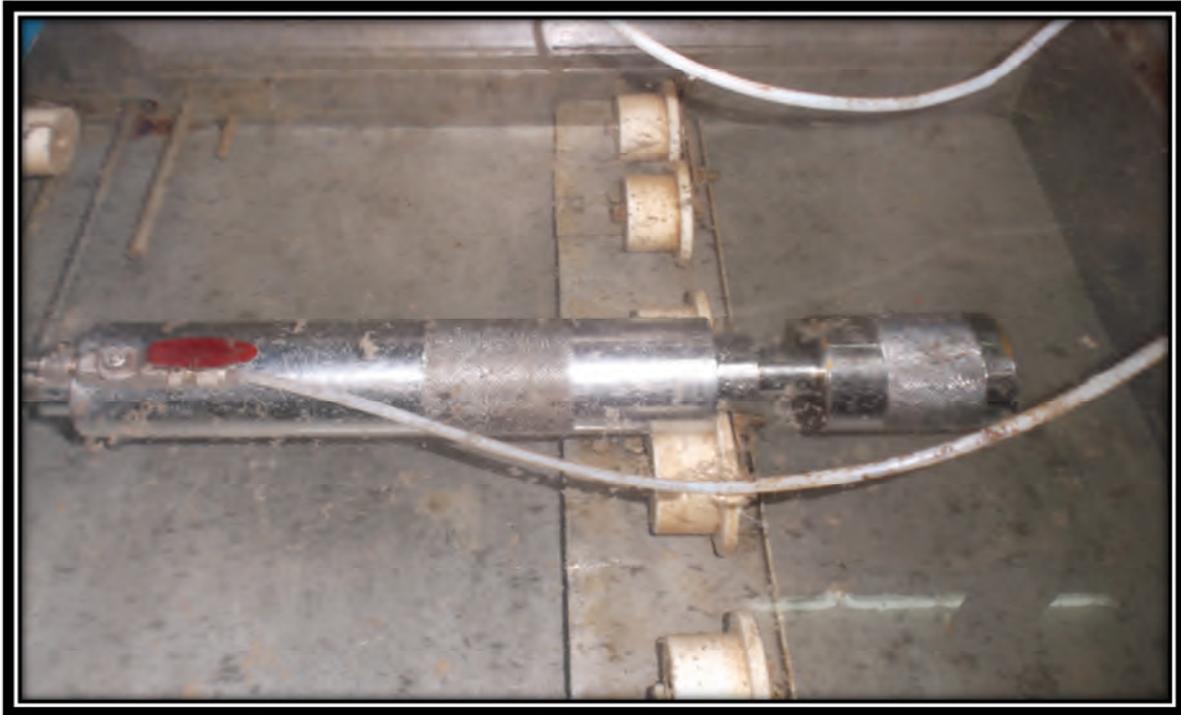


Figure II.8 : Implantation de l'appareil dans le bain thermostatique. [119]

II.2.3.5. Lecture de la tension de vapeur

Après immersion de l'appareil dans le bain pendant 5mn, on tapote légèrement le manomètre et on procède à la lecture.

On retire l'appareil du bain, on le renverse, on agite fortement (afin d'éviter son refroidissement).

On répète ainsi l'agitation et la lecture au moins 3 à 5 fois à des intervalles de 2 à 3 mn jusqu'à ce que deux lectures consécutives soient.

On enlève le manomètre, on compare la pression indiquée avec celle d'un manomètre étalon à pression égale à la pression lue.

La valeur lue sur le manomètre étalon est la pression de vapeur « REID » à 37,8° C.

II.2.3.6. Préparation de l'appareil pour l'essai suivant

On débranche l'appareil. On purge le manomètre du produit qui a pu y pénétrer. En envoyant un faible jet d'air pendant au moins 5mn ; on peut ainsi le purger.

On purge soigneusement la chambre à air, si nécessaire avec de l'eau tiède et on laisse s'écouler. [60]

II.2.4. Teneur en sels des pétroles bruts

Bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de ppm, la présence de sels minéraux pose de sérieux problèmes lors du traitement des pétroles bruts.

Les chlorures « sodium -magnésium et calcium » sont presque toujours dominants, à côté du gypse et du carbonate de calcium.

La mesure de la teneur en chlorures est normalisée (ASTM D 6470) ; le résultat est exprimé en mg de NaCl/kg de brut.

La présence de sels dans les pétroles bruts présente plusieurs inconvénients :

Au niveau de la production : le chlorure de sodium peut se déposer par plaques sur les parois du tubage à la suite de la vaporisation partielle de l'eau due à la perte de charge entre le fond et la tête du puits ; lorsque ces dépôts deviennent importants, le diamètre du puits diminue ce qui entraîne une diminution de la production ; afin d'éviter de tels incidents, on injecte de l'eau douce.

Au niveau du raffinage : les sels se déposent dans les conduites, dans les tubes des échangeurs, ce qui diminue le transfert de chaleur et dans les tubes de fours, ce qui crée des points chauds et favorise le cokage.

La majeure partie des sels se retrouve dans les résidus ; comme ceux-ci servent de bases pour la constitution des fuels, ou se de charge pour les unités de fabrication de bitume et du coke de pétrole, la présence des sels dans ces produits va entraîner l'encrassement rapide des brûleurs, l'altération des émulsions de bitumes et la détérioration de la qualité du coke, d'autre part les chlorures de calcium et de calcium et de magnésium commencent à s'hydrolyser à partir de 120 ° C. [61]

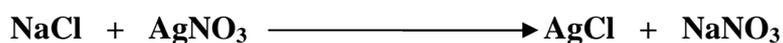
II.2.4.1. But

On mesure la salinité par un appareil convenable (figure II.9) ; pour pouvoir déterminer la quantité des chlorures dans les produits pétroliers, cette détermination se fait en utilisant la méthode potentiomètre qui base sur le principe de neutralisation des sels (NaCl) par les nitrates d'argent (AgNO₃).

Après avoir déterminé la quantité des chlorures dans le pétrole, on doit s'assurer que cette grandeur n'est pas admirable, sinon on doit le diminuer pour éviter les problèmes de corrosion.

II.2.4.2. Principe

La recherche des sels se fait selon la méthode potentiométrie qui base sur la neutralisation des sels par le nitrate d'argent suivant la réaction ci-dessous :



II.4.4.3. Appareillage

- ❖ Un potentiomètre ;
- ❖ Un bécher ;
- ❖ Une éprouvette ;
- ❖ Pipette de 10ml ;
- ❖ Nitrate d'argent à 0,01 ;
- ❖ Solvant organique. [62]



Figure II.9 : Appareil de mesure de la salinité. [120]

II.2.4.4. Titrages potentiométriques

II.2.4.4.1. Principe

La potentiométrie est couramment utilisée pour effectuer des mesures directes et sélectives de la concentration d'analyses, pour déceler les points de fin de titrage ou pour déterminer la valeur de diverses constantes d'équilibre. Le potentiomètre mesure le potentiel de jonction qui se crée de part et d'autre de l'interface entre deux solutions d'électrolyte de

compositions différentes, peut donc être utilisé pour suivre la variation des concentrations d'une espèce chimique au cours d'un titrage.

II.2.4.4.2. Titration

Détermination de la concentration d'une espèce chimique dans une solution (figure II.10).

II.2.4.4.3. Réaction chimique

- ❖ Agent titrant (solution de nitrate d'argent $\text{Ag}^+ \text{NO}_3^-$ de concentration connue) est ajouté progressivement à la solution à titrer ;
- ❖ Il réagit avec l'ion chlorure $\text{Ag}^+ + \text{Cl}^- \longrightarrow \text{AgCl solide}$.

La réaction est suivie par potentiométrie

- ❖ Une électrode d'argent métallique plonge dans la solution ;
- ❖ Son potentiel est celui de l'équilibre de couple $\text{Ag}^+ / \text{Ag}^-$. [63]

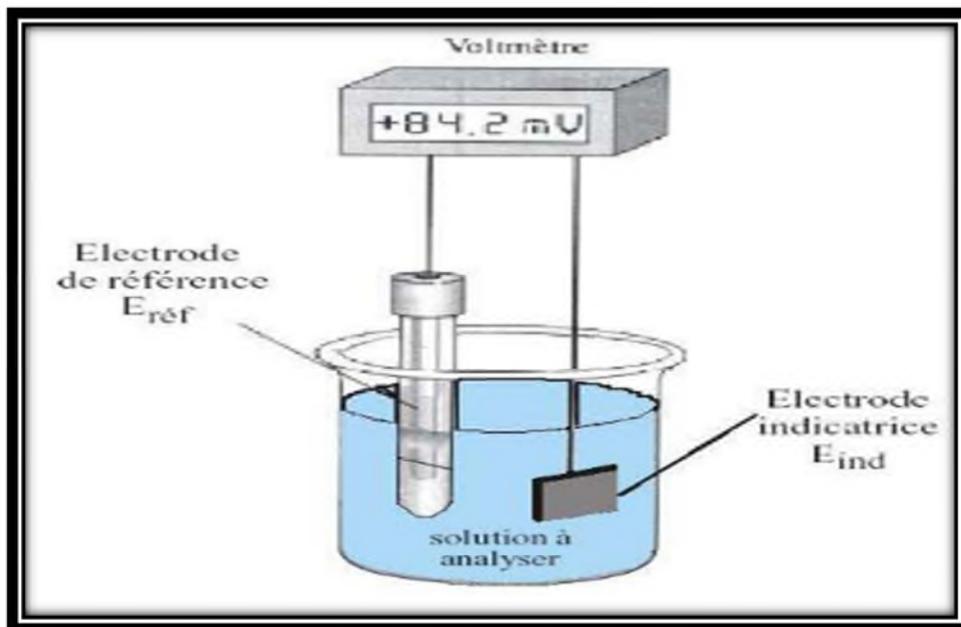


Figure II.10: Titrages potentiométriques. [63]

II.2.5. Teneur en soufre

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,05 et 5% en poids, rapports qui s'accordent avec la teneur en soufre des débris organique qui sont à l'origine des pétroles bruts. [64]

II.2.5.1. Origine du soufre

Le soufre provient principalement de la décomposition des débris organiques et l'on observe qu'au cours du temps et de l'enfouissement. Les pétroles bruts perdent leur soufre sous forme H_2S .

H_2S ainsi formé peut réagir sur les sulfates ou les constituants de la roche magasin pour former du soufre (équation II.1) qui reste en suspension ou qui, suivant les conditions de pression, de température, et de la période de formation du gisement, peut réagir avec les hydrocarbures pour donner des composés sulfurés.



II.2.5.2. Dosage de soufre dans le pétrole

II.2.5.2.1. Principe

Le dosage de soufre est effectué par la méthode du tube en quartz (figure II.11). Le principe de la méthode consiste à faire passer les vapeurs « gaz » résultants de l'évaporation et de la combustion de l'échantillon en présence d'oxygène sur du quartz frite. Le quartz présent comme un catalyseur sous l'effet de la température qui varie entre 900 à 1000° C ; la réaction ayant lieu est celle qui permet d'avoir le SO_2 (équation II.2) :



Le soufre, produit de combustion, est alors absorbé par l'eau oxygénée H_2O_2 pour donner l'acide sulfurique (équation II.3) :



La quantité de l'acide formé est déterminée par titrage du produit formé avec une base en présence d'un indicateur coloré, d'où l'essai détient son appellation dosage de soufre. [65]

II.2.5.2.2. Appareillage

- ❖ Un tube de combustion en quartz ;
- ❖ Un absorbeur et un ballon à boule et un barboteur ;
- ❖ Une pompe à oxygène ;
- ❖ Une balance électrique ;
- ❖ Un système d'air de combustion ;
- ❖ Une nacelle en porcelaine ;
- ❖ Une pompe à vide pour maintenir le débit ;
- ❖ Une pipette ;
- ❖ Une grille de forme U pour le chauffage du tube de quartz ;

- ❖ Un four pour chauffage et combustion ;

II.2.5.2.3. Réactifs

- ❖ Eau oxygénée « H_2O_2 » diluée à 1,5 % ;
- ❖ Indicateur au pourpre de méthyle ;
- ❖ Hydroxyde de sodium « NaOH » a 0,0624 N.

II.2.5.2.4. Mode opératoire

- ❖ Mettre en place l'appareil en assemblant les pièces comme l'indique le schéma (figure II.12) ;
- ❖ Introduire 30 ml de H_2O_2 dans l'absorbeur primaire « forme U » et 10 ml H_2O_2 dans l'absorbeur secondaire qui est dessus ;
- ❖ Ajuster l'arrivée d'air avec la vanne a un débit de 341 mn, dans l'absorbeur ;
- ❖ Mettre la nacelle contenant l'échantillon déjà pesé dans le tube en verre connecté au tube de quartz à une distance de 140 à 150 mm ;
- ❖ On met le four en marche jusqu'à une température de 900 à 1000° C pour évaporer l'échantillon ;
- ❖ Les gaz obtenus sont absorbés par la solution H_2O_2 ;
- ❖ On dose cette solution avec une solution de NaOH en présence d'indicateur « méthyle orange » jusqu'à l'obtention d'une couleur jaune. [66]

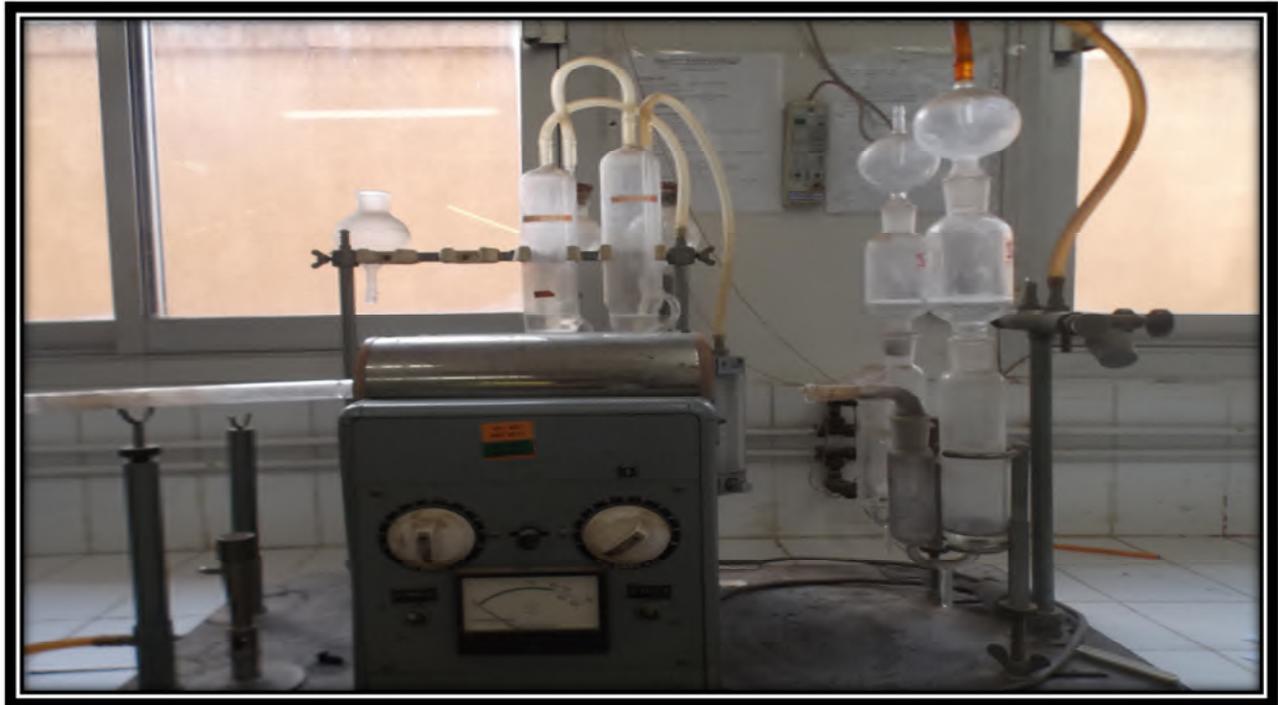


Figure II.11 : Appareil de dosage de soufre. [121]

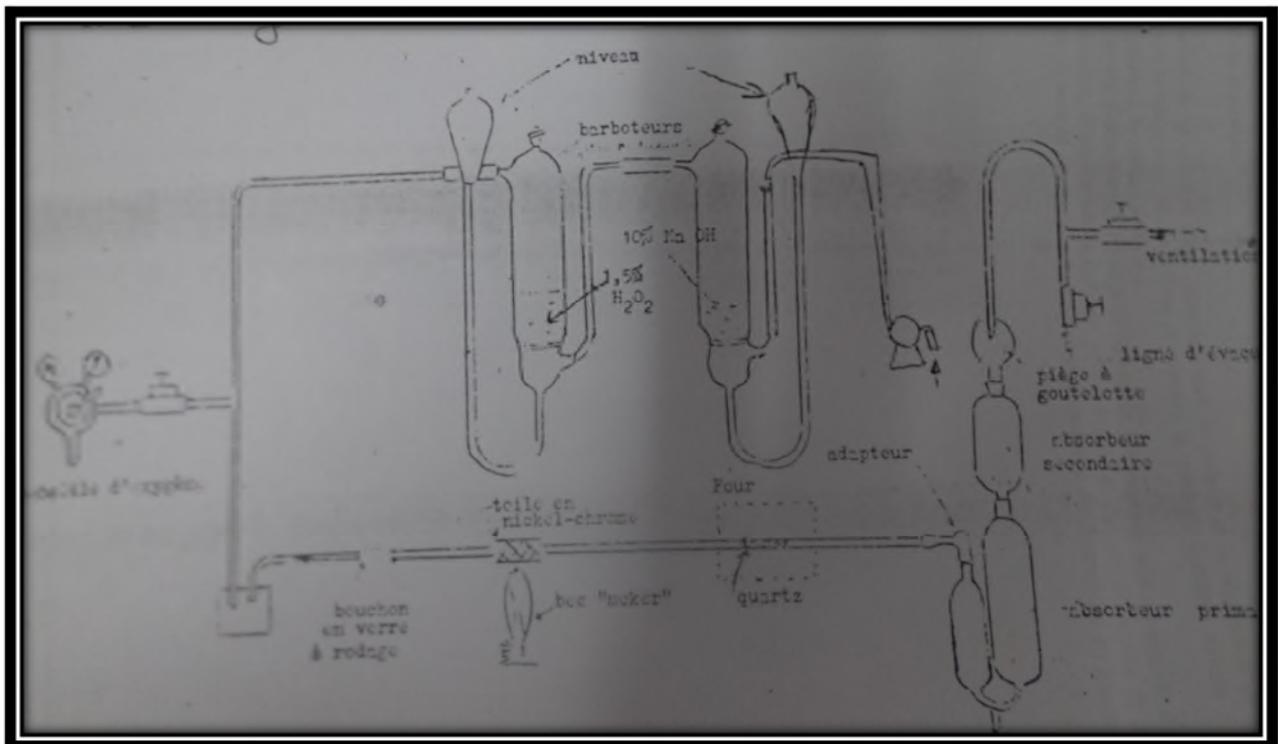


Figure II.12 : Tube en quartz. [66]

II.3. Spectrométrie moléculaire IR

La spectroscopie infrarouge est une technique d'analyse exploitée surtout dans l'identification des groupements fonctionnels présents dans une molécule organique.

Un spectre IR se divise approximativement en deux parties:

- ❖ Région comprise entre 4000 cm^{-1} et 1800 cm^{-1} facile à interpréter, cette région représente le domaine des vibrations de valences caractéristiques des fonctions principales ;
- ❖ Région située entre 1500 cm^{-1} et 600 cm^{-1} complexes appelés zone des empreintes digitales, utilisée le plus souvent pour des comparaisons des spectres des produits avec des témoins.

L'intérêt principal d'une étude d'une molécule organique par IR est :

- ❖ L'analyse qualitative : Les spectres infrarouges peuvent identifier des substances pures, ou détecter et identifier des impuretés, le spectre d'absorption IR d'un composé pur consiste en une sorte d'empreinte digitale de ce corps ainsi pour identifier une substance pure, il suffit d'établir son spectre IR et de le comparer à ceux des divers composés possibles ;
- ❖ L'analyse quantitative : Pour calculer la concentration de la substance à analyser ou étudier, nous utilisons la loi de Beer Lambert.

$$\text{Log } I_0/I = \epsilon.C.L$$

Avec:

I_0/I : Absorbance.

L : L'épaisseur de la cellule à échantillon (cm).

ϵ : Coefficient d'extinction ($\text{mole}^{-1}.\text{L}.\text{cm}^{-1}$). [67]

II.3.1. Mode opératoire

II.3.1.1. préparation des échantillons

Nous préparons une poudre (concentration entre 3 à 5% de déchet) en broyant finement le produit solide avec le Bromure de Potassium KBr, préalablement étuvé à $102 \pm 03^\circ\text{C}$. La poudre est ensuite placée dans un moule qui est inséré dans une presse avec laquelle le produit est comprimé en forme de pastille, sous une pression de 10 tonnes pendant 03 mn.

II.3.1.2. Le principe fonctionnel

Une source de lumière IR émet un rayonnement qui est affaibli en fonction des fréquences qui traverse l'échantillon. Le rayonnement résultant est enregistré et transformé électroniquement en un spectre.

Le détecteur a la charge de saisir le rayonnement sortant et de transformer les signaux optiques en signaux électriques. [67]

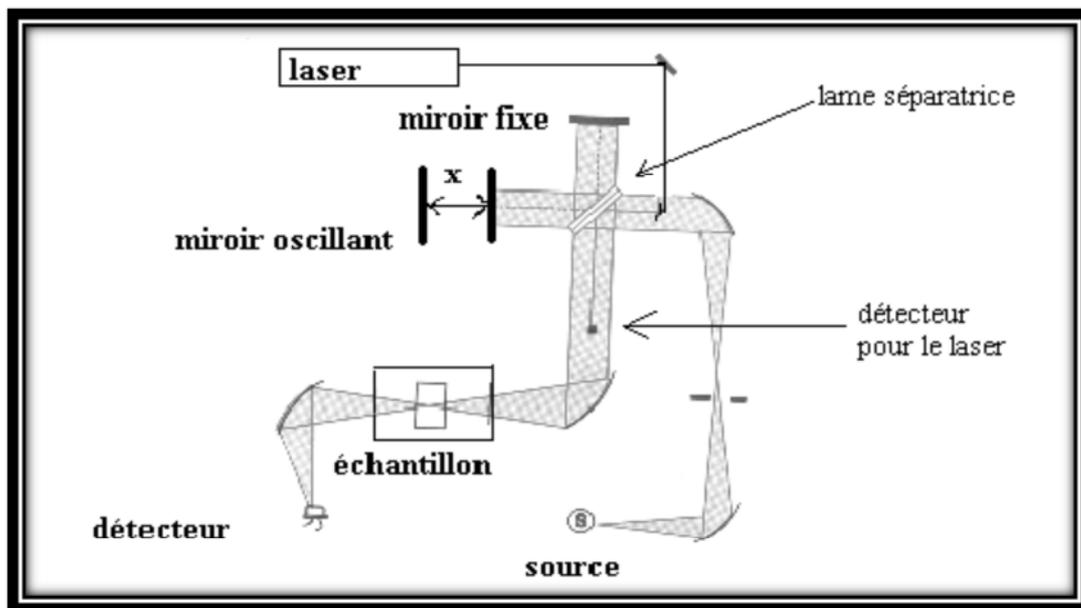


Figure II.13: Schéma du spectrophotomètre à transformée de Fourier (IRFT). [67]

La source émet un rayonnement polychromatique qui est envoyé dans un interféromètre de Michelson. Ce dernier est constitué d'une lame séparatrice qui permet d'envoyer une partie du faisceau vers un miroir fixe tandis que l'autre partie est envoyée vers un miroir mobile oscillant (figure III.13).

Les deux faisceaux sont réfléchis à la surface des deux miroirs et se recombinent sur le diviseur créant alors des interférences constructives ou destructives suivant la position du miroir mobile par rapport au miroir fixe. Le faisceau résultant passe ensuite à travers l'échantillon où il se produit une absorption sélective. L'énergie qui atteint le détecteur est donc la somme d'énergie des deux faisceaux. Le signal transmis au cours du temps par le détecteur est traduit sous forme d'interferogramme. Cet interferogramme est ensuite traité par transformée de FOURIER. C'est un processus mathématique permettant de décomposer un signal complexe, fonction du temps mais pas forcément périodique, en une somme de signaux simples de fréquences connues donc périodiques.

Contrairement aux appareils à balayage à double faisceau, où le spectre de l'échantillon est obtenu directement par différence entre les 2 trajets optiques (échantillon et milieu ambiant), en IRTF il est nécessaire de soustraire le spectre du milieu ambiant. [68]

II.3.2. Appareillage

Il existe deux sortes de spectromètre IR: le spectromètre à balayage et le spectromètre à transformée de Fourier.

II.3.2.1. Un spectromètre IR à balayage est composé des éléments suivants :

- ❖ Une source ;
- ❖ L'échantillon ;
- ❖ Un système dispersif ;
- ❖ Un détecteur ;

II.3.2.2. Un spectromètre IR à transformée de Fourier (IRTF) est composé des éléments suivants (figure II.13):

- ❖ Une source ;
- ❖ Un interféromètre de Michelson ;
- ❖ L'échantillon ;
- ❖ Un détecteur.

L'interféromètre comprend un diviseur de faisceau (ou séparatrice), un miroir fixe et un miroir mobile.

II.3.3. Intérêt analytique du spectre IR

La spectrométrie infrarouge (IR) s'utilise principalement pour l'analyse qualitative d'une molécule. L'intérêt du couplage de la spectrophotométrie UV-visible et IR dans le Multi spectre permet d'améliorer la spécificité de l'identification des molécules par le spectre IR. Même si la majeure partie des analyses quantitatives sont réalisées dans l'UV-visible, la loi de Beer-Lambert est également applicable en quantification dans l'IR. [69]

II.4. Spectroscopie d'absorption dans l'UV-Visible

II.4.1. Spectroscopie

Etude des interactions entre la matière et un rayonnement électromagnétique. Une molécule absorbera une radiation de fréquence λ s'il existe des transitions nécessitant une énergie :

$$\Delta E = h\nu$$

Tq :

$$\Delta E = h\nu = hc/\lambda = hc\bar{\nu}$$

ν : Fréquence.

λ : Longueur d'onde.

$\bar{\nu}$: Nombre d'onde.

II.4.2. Principe

La spectroscopie d'absorption dans l'UV et le visible est une méthode très commune dans les laboratoires. Elle est basée sur la propriété des molécules d'absorber des radiations lumineuses de longueur d'onde déterminée.

Dans une molécule, les transitions électroniques UV-visibles mettent en jeu les énergies les plus importantes de la chimie (environ de 13000 à 50000 cm^{-1} soit 160 à 665 $\text{kJ}\cdot\text{mol}^{-1}$). L'ordre de grandeur des énergies mises en jeu est celui des énergies de liaison des molécules et ces rayonnements peuvent parfois provoquer des ruptures de liaisons. Plus généralement, ils provoquent des transitions électroniques entre les différents niveaux d'énergie des molécules.

III.4.3. Domaine spectral

Le domaine UV-visible s'étend environ de 800 à 10 nm.

- ❖ Visible : 800 nm (rouge) - 400 nm (indigo);
- ❖ Proche-UV : 400 nm - 200 nm ;
- ❖ UV- lointain : 200 nm - 10 nm (figure II.14). [70]

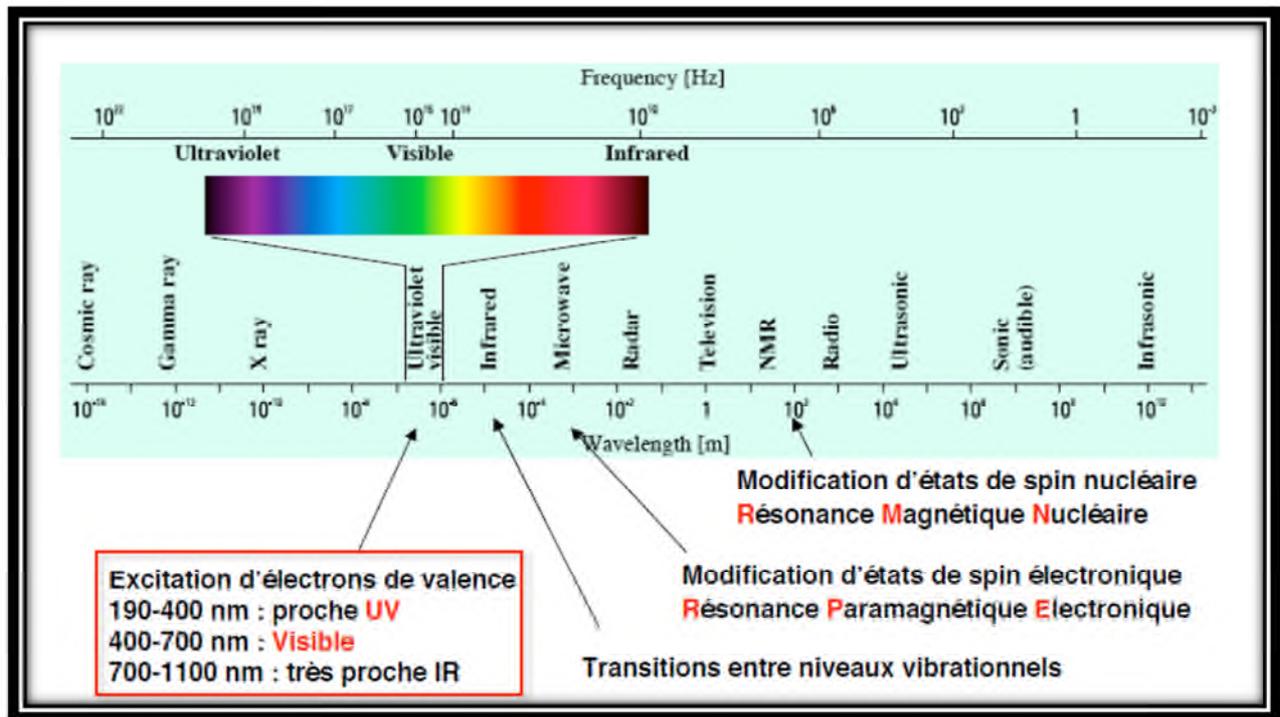


Figure II.14 : Domaine UV- Visible. [70]

II.4.4. Les spectres dans l'UV – visible

Le spectre électronique est la fonction qui relie l'intensité lumineuse absorbée par l'échantillon analysé en fonction de la longueur d'onde. Le spectre est le plus souvent présenté comme une fonction de l'absorbance en fonction de la longueur d'onde. Il peut aussi être présenté comme le coefficient d'extinction molaire en fonction de la longueur d'onde.

En revanche lorsque le composé se trouve à l'état liquide comme dans notre cas ; le spectre est beaucoup moins résolu en raison des interactions entre molécules qui se trouvent être plus proches les unes des autres. En fait, les nombreuses interactions modifient de façon différente les niveaux énergétiques des différentes molécules et les niveaux bien définis deviennent des bandes lorsqu'on superpose les différents diagrammes énergétiques. Le spectre de raies devient un spectre de bandes.



Figure II.15: Appareil ultra-violet. [71]

II.4.5. Loi d'absorption de la lumière - loi de Beer-Lambert

Soit une lumière monochromatique traversant une solution absorbante de concentration C contenue dans une cuve d'épaisseur l .

Une partie de ce rayonnement sera absorbée par l'échantillon et une partie sera transmise. Bouguer, Lambert et Beer ont étudié les relations qui existent entre I_0 et I .

$$I = I_0 e^{-klC}$$

I_0 : est l'intensité de la lumière incidente

I : est l'intensité après passage à travers la cuve contenant la solution (intensité transmise)

l : est la distance traversée par la lumière (épaisseur de la cuve) (en cm)

C : est la concentration des espèces absorbantes

k : est une constante caractéristique de l'échantillon.

Cette équation peut se réécrire : $\log(I_0/I) = klC/2,3 = \epsilon.l.C$.

$\log(I_0/I)$: est appelé **absorbance (A)**

$I/I_0 = T$: est la **transmission**

$\% T$: est la **transmittance**

ϵ : est le **coefficient d'extinction molaire** ; c'est une caractéristique de la substance étudiée à une longueur d'onde donnée. Si « C » est la molarité, ϵ est en $L.mol^{-1}.cm^{-1}$.

On obtient alors la relation connue sous le nom de **loi de Beer-Lambert** :

$$A = -\log T = \epsilon l C$$

III.4.6. Les différents types de transitions électroniques

Les transitions électroniques correspondent au passage des électrons des orbitales moléculaires liantes ou non liantes remplies, vers des orbitales moléculaires antiliantes non remplies (figure II.15):

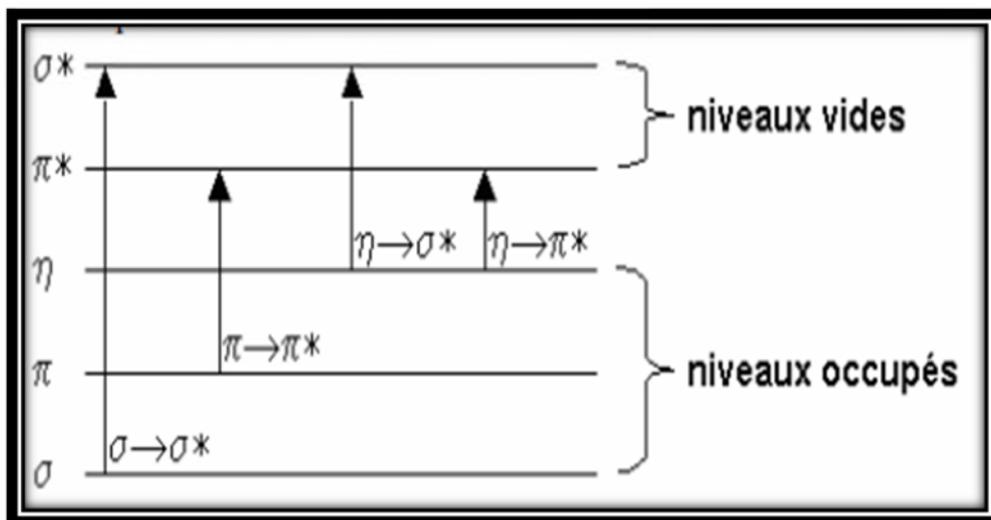


Figure II.16 : Les types de transitions électroniques. [71]

L'absorption d'un photon dans le domaine UV-Visible peut souvent être attribuée à des électrons appartenant à de petits groupes d'atomes appelés chromophores (C=C, C=O, C=N, C=C, C=N). La longueur d'onde d'absorption dépend de la nature des orbitales mises en jeu.

❖ Transition $\sigma \rightarrow \sigma^*$

La grande stabilité des liaisons σ des composés organiques fait que la transition d'un électron d'une OM liante σ vers une OM antiliantes σ^* demande beaucoup d'énergie.

La bande correspondante est intense et située dans l'UV-lointain, vers 130 nm.

❖ Transition $n \rightarrow \pi^*$

Cette transition résulte du passage d'un électron d'une OM non-liante n à une OM antiliantes π^* . Ce type de transition a lieu dans le cas des molécules comportant un hétéroatome porteur de doublets électroniques libres appartenant à un système instable. La bande correspondante est faible car la transition est interdite.

❖ **Transition n \rightarrow σ^***

Le transfert d'un électron du doublet n d'un hétéroatome (O, N, S, Cl..) à un niveau σ^* est observé pour les alcools, les éthers, les amines ainsi que pour les dérivés halogènes. Cette transition donne une bande d'intensité moyenne qui se situe à l'extrême limite du proche-UV

❖ **Transition $\pi \rightarrow \pi^*$**

La transition électronique dans les composés possédant une double liaison isolée conduit à une forte bande d'absorption vers 165-200 nm. [71]

Tableau II.1 : Exemple de transition de certain composé. [71]

Exemple	Transition	λ_{\max} , nm	ϵ
Ethylène (C=C)	$\pi \rightarrow \pi^*$	165	15000
1-hexyne (C \equiv C)	$\pi \rightarrow \pi^*$	180	10000
Ethanal (C=O)	$n \rightarrow \pi^*$	293	12
	$\pi \rightarrow \pi^*$	180	10000
Nitrométhane (NO ₂)	$n \rightarrow \pi^*$	275	17
	$\pi \rightarrow \pi^*$	200	5000
Bromure de méthyle (H ₃ C-Br)	$n \rightarrow \sigma^*$	205	200

II.4.7. Techniques expérimentales

II.4.7.1. Appareillage

Spectrophotomètres à double faisceau

La figure Si dessous (figure II.17) représente le schéma de principe d'un spectromètre d'absorption UV- visible double faisceau. Il est constitué des éléments suivants :

❖ **Source**

Le rôle de la source est de fournir la radiation lumineuse.

❖ **Monochromateur**

Le monochromateur a pour rôle de disperser le rayonnement polychromatique provenant de la source et d'obtenir des radiations monochromatiques. Afin d'éviter de détériorer l'échantillon avec le rayonnement UV provenant de la source, celui-ci est placé à la sortie du monochromateur et ne sera donc traversé que par un domaine étroit de longueurs d'onde.

❖ Diviseur de faisceau ou photomètre

La lumière monochromatique qui émerge du monochromateur est séparée en deux faisceaux qui traversent les compartiments de l'échantillon et de la référence.

❖ Détecteur

Le détecteur convertit la lumière reçue en courant. Il est relié à un enregistreur qui permet de tracer un spectre d'absorption de l'échantillon analysé.

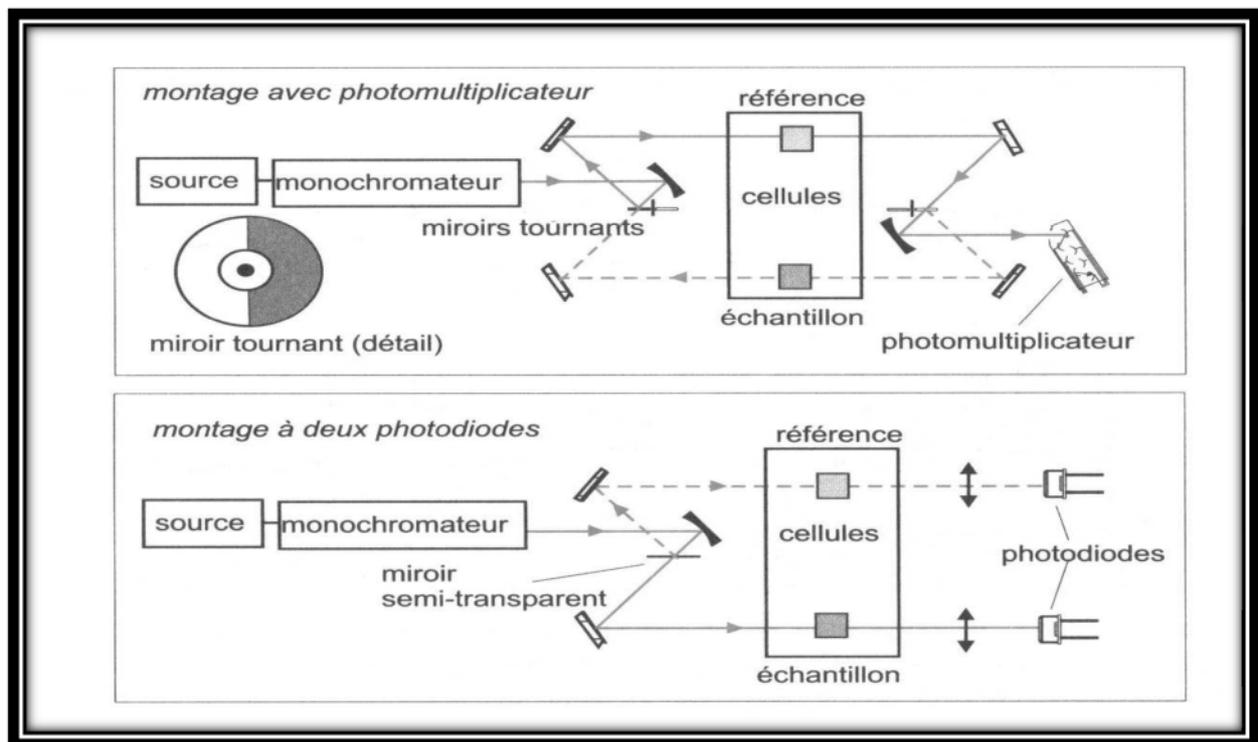


Figure II.17 : Représentations schématiques de spectrophotomètres de type double faisceau. [71]

II.4.7.2. Echantillonnage

Les composés peuvent être étudiés dans divers états physiques (gazeux, liquide, solide ...). Généralement, les spectres sont enregistrés à partir de solutions diluées. [71]

II.4.7.2.1. Solvants

Pour l'étude en solution, le solvant doit être convenablement choisi : il doit dissoudre le produit et être transparent (n'absorbe pas) dans la région examinée. Le tableau suivant donne la zone d'absorption de certains solvants et matériaux.

II.4.7.2.2. Cellules

La solution à étudier doit être placée dans une cellule ou cuve (figure II.18). Les cuves ont différentes épaisseurs et sont en quartz pour le domaine UV-visible. Le verre est réservé aux mesures dans le domaine visible uniquement. [72]

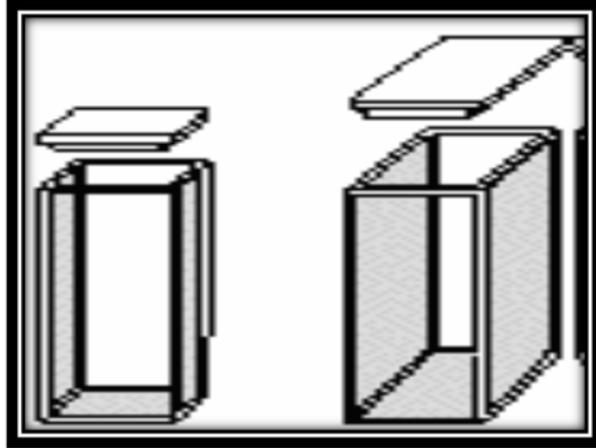
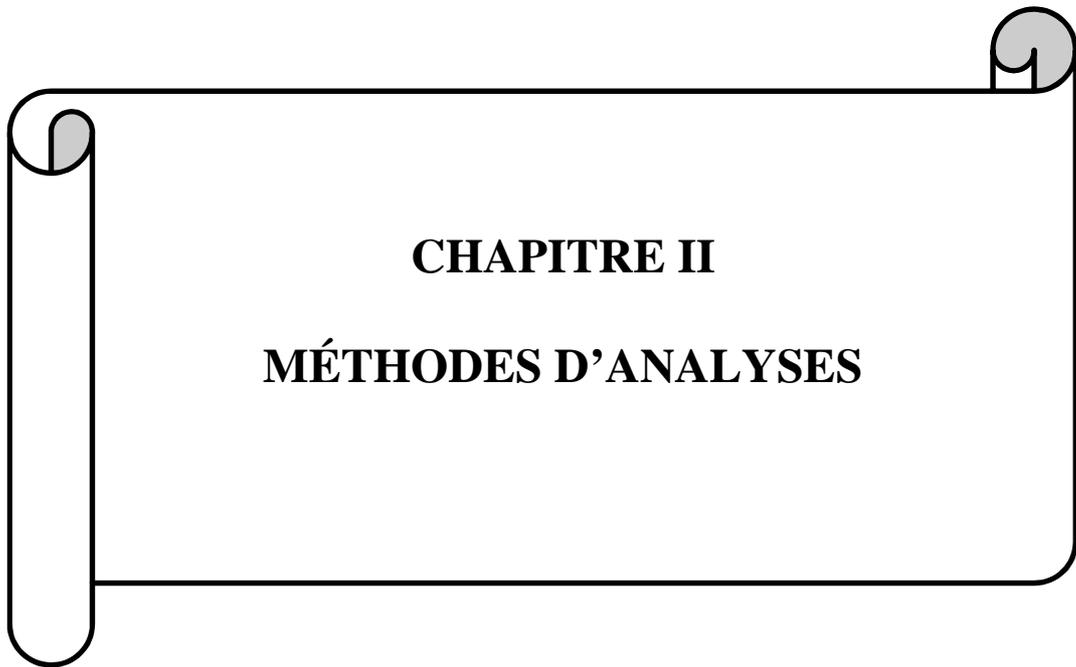


Figure II.18 : Cellules ou cuves. [72]

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons porté notre intérêt aux analyses menées afin de contrôler la qualité du produit. Une série d'analyse (la densité, BSW, TVR, et la salinité UV- visible, infra rouge) est indispensable pour certifier le produit.



III.1. Introduction

Au cours de la production, le transport et /ou le traitement des impuretés sont introduites dans le pétrole brut, Pour cela un calcul des paramètres est nécessaires afin de détecter les anomalies.

Ce chapitre englobe les résultats des essais du contrôle de qualité de brut effectués au niveau de laboratoire de Sonatrach « Bejaia » ; Ainsi que les résultats de la spectroscopie IR et UV – Visible. Suivi d'une discussion des résultats.

Une étude comparative est réalisée entre nos résultats et ceux de la bibliographie en se basant sur les caractéristiques physico- chimiques du pétrole brut puisque de très nombreux usages du pétrole réclament une analyse moléculaire détaillée dont le raffinage.

III.2. La densité

Les pétroles bruts ont des caractéristiques physiques et chimiques très variables d'un champ pétrolier a un autre et même à l'intérieur du même gisement ; le principe est de mesurer la densité d'un échantillon « brut » contenue dans une éprouvette ceci se fait à une température de 15°C.

La densité est la caractérisation la plus grossière, mais néanmoins lourde de conséquences économiques, et la classification en pétrole « lourds » et « légers ».

C'est ainsi que la densité des divers pétroles bruts va de 0,7 à 1. Cette densité pouvant souvent se rencontrer exprimée en degré API « American petroleum institute » lequel varie alors de 5 à 70, cette densité est donnée suivant l'expression suivante :

$$API = (141,5 /d) - 131,5 \quad \text{III.1}$$

Avec :

d :La densité du pétrole brut par rapport à l'eau mesuré à 15,5°C.

Les résultats obtenus en utilisant le densimètre et le thermomètre sont illustrés dans le (tableau III.1)

Tableau III.1 : Densité mesurées.

Echantillon	Température de milieu	Densité mesuré kg /l	Densité à 15° C suivant un tableau de correction	Densité API
1	14 ° C	0 ,8000	0,7993	45
2	15,5 ° C	0,7985	0,7989	46
3	16,5 ° C	0,7992	0,7996	45,55
4	21,5 ° C	0,7965	0,8004	46,15

La densité nous renseigne sur la nature du pétrole et nous permet de classer approximativement les pétroles bruts algériens :

- ❖ Pétroles légers : $0,7600 \leq d \leq 0,8200$;
- ❖ Pétroles moyens : $0,8200 \leq d \leq 0,8600$;
- ❖ Pétroles moyennement lourds : $0,8600 \leq d \leq 0,9000$;
- ❖ Pétroles lourds : $d > 0,9000$.

Et, selon l'Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute / API) on a les classes suivants :

- ❖ Pétroles légers : $API > 31,1^\circ$;
- ❖ Pétroles moyens : $22,3^\circ \leq API \leq 31,1^\circ$;
- ❖ Pétroles moyennement lourds : $10^\circ \leq API \leq 22,3^\circ$;
- ❖ Pétroles lourds : $API < 10^\circ$. [73]

Donc plus un brut est léger, plus sa densité est faible, et plus sa densité API est élevée.

D'après nos résultats obtenus, on remarque que notre pétrole appartient à la fraction légère, un brut léger de densité faible facilite la flottabilité de pétrole dans le cas de déversement.

Les produits pétroliers les plus légers se caractérisent par leur faible proportion de cires, de résines et d'asphaltènes comparativement aux pétroles bruts plus lourds et aux autres produits pétroliers ; autant que dans le cas de pétrole léger la concentration totale en métaux est généralement moins élevée par rapport au pétrole lourd.

Autrement dit, les pétroles les plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphta).

À l'inverse, les pétroles lourds, qui donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène).

Finalement on constate que le prix de vente du pétrole brut léger non-corrosif est supérieur à celui du brut plus lourd et corrosif, car il nécessite moins de traitement et génère un pourcentage plus élevé de produits à valeur ajoutée, tels que l'essence, le diesel et le carburant d'aviation. Les carburants les plus lourds nécessitent généralement un traitement supplémentaire afin de fabriquer des produits plus légers.

III.3. Détermination de l'eau et sédiments (BSW)

Les pétroles bruts contiennent, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fine.

Ces produits peuvent détériorer les équipements « corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseurs... »

La teneur en eau et sédiment des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée, ASTM D96 et D1796 qui consiste à déterminer le volume d'eau et de sédiments séparé du brut par centrifugation, en présence d'un solvant aromatique (Xylène). [74]

Le calcul du paramètre BSW

$$\text{BSW} = X \times 2$$

D'où

X : La valeur lue sur la toupie.

$$\text{BSW} = 0,01 \times 2 = 0,02$$

BSW=0,02%

NB : La lecture finale faite à 0,1 ml pour chaque tube, multiplie par 2 dans le cas d'un tube de 100 ml (figure III.1).

La teneur en eau de l'échantillon est exprimée suivant la relation :

$$\text{Eau \% en masse ou en volume} = 100 \times (\text{volume d'eau dans le tube} / \text{volume de la prise d'essai}).$$

L'essai effectué au laboratoire a donné les résultats suivants (tableau III.2):

Tableau III.2 : Le pourcentage de l'eau en masse ou en volume de deux échantillons.

Echantillon	Volume d'eau extrait	Volume de la prise d'essai (ml)	Eau % en masse ou en volume
1	2	100	2
2	1,9	100	1,9

Les résultats obtenus sont prévisibles vu que l'eau est déposée au fond de tube $d_{\text{Eau}} > d_{\text{Brut}}$.

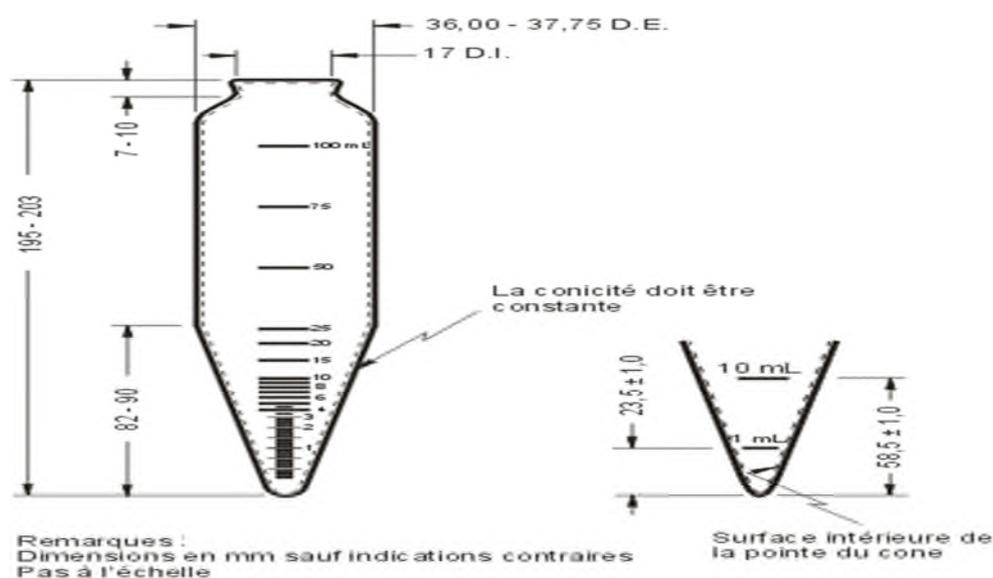


Figure III.1 : Tube pour centrifugeuse (toupie). [74]

Les sédiments qui se trouvent dans le pétrole brut sont de fines particules tels que : le sable, la boue de forage, des débris de roches et même des métaux sous forme de minerais ; ces dernières présente une influence négative sur la qualité de l'échantillon.

Parmi les impuretés nuisibles qu'on peut trouver dans le brut sont les métaux « vanadium, nickel, sodium » leur teneur peut atteindre 200-300 ppm. Par exemple au cours de la combustion, le vanadium forme avec le sodium, présent lui aussi à l'état de traces, des sels complexes qui peuvent être fortement corrosifs lorsqu'ils se déposent sous forme liquide.

Le pétrole contient aussi de l'eau qui se trouve en partie dissoute de la toupie ce qui permet de former des émulsions, augmente ainsi la tension superficielle du pétrole et par conséquent favorise l'attaque microbienne.

D'après les résultats obtenus on remarque que la quantité des sédiments et d'eau est d'une valeur de 0,02 % qui est en bon accord avec les valeurs normalisées qui ne doivent pas dépassées les 0,5 % (tableau III.6).

La présence des impuretés dans le brut influe négativement sur les caractéristiques et la composition du pétrole ce qui rend leurs qualités imparfaites.

III.4. Mesure de la tension de vapeur

La TVR est la pression des vapeurs développée pour un volume déterminé de pétrole brut à 100°F (37,8°C). C'est la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer un équilibre thermodynamique.

La pression de vapeur appeler aussi tension de vapeur est la pression à laquelle la phase gazeuse d'une substance est en équilibre avec sa phase liquide ou solide. Elle dépend exclusivement de la température, et elle est d'autant plus importante que le produit contient des composés volatils.

L'utilité de cette mesure consiste à évaluer le danger, car avec une pression de vapeur donnée, il peut y avoir de l'auto inflammation ou même d'explosion. [75]

La mesure de la pression de vapeur se fait selon la norme (NF M07- 007) ou (ASTM D 323) et sa valeur est exprimée en g/cm^3 mais on peut utiliser l'unité PSI avec :

$$1KPA=1PSI=70,305g /cm^2$$

Pression de correction due à la température de la chambre à air

Selon le thermomètre, la température du milieu est de $T=15,5^\circ C$ par correction on obtient une pression de $128 g/cm^2$ (tableau III.3).

Si : la $T_{\text{ambiante}} > T_{\text{bain}}$

On applique la loi suivante :

$$TVR = P_t + P_{\text{air}}$$

$$P_{\text{brut}} = P_t + P_{\text{air}} \quad Tq \quad \Rightarrow \quad 1 \text{ mb} = PSI * 68,95.$$

$$\text{Avec : } P_t = 9,98 \text{ PSI} * 70,305 = 702 \text{ g/cm}^2$$

P_t : Pression du bain.

P_{air} : Pression d'air.

$$\text{Donc : } TVR = 702 + 128$$

$$\text{TVR} = 574 \text{ g/cm}^2$$

Tableau III.3: Pression de correction due à la température de la chambre à air. [75]

T°C Ch à air	P. de Corr.	T°C Ch à air	P. de Corr.	T°C Ch à air	P. de Corr.	T°C Ch à air	P. de Corr.
0	0,2050	9	0,1610	18	0,1160	27	0,0670
0,5	0,2020	9,5	0,1580	18,5	0,1130	27,5	0,0640
1	0,2000	10	0,1560	19	0,1110	28	0,0610
1,5	0,1980	10,5	0,1530	19,5	0,1080	28,5	0,0580
2	0,1950	11	0,1510	20	0,1060	29	0,0560
2,5	0,1930	11,5	0,1480	20,5	0,1030	29,5	0,0530
3	0,1900	12	0,1460	21	0,1010	30	0,0500
3,5	0,1880	12,5	0,1430	21,5	0,0980	30,5	0,0470
4	0,1850	13	0,1410	22	0,0950	31	0,0440
4,5	0,1830	13,5	0,1380	22,5	0,0930	31,5	0,0410
5	0,1800	14	0,1360	23	0,0900	32	0,0380
5,5	0,1780	14,5	0,1330	23,5	0,0870	32,5	0,0350
6	0,1750	15	0,1310	24	0,0840	33	0,0320
6,5	0,1730	15,5	0,1280	24,5	0,0810	33,5	0,0290
7	0,1700	16	0,1260	25	0,0780	34	0,0260
7,5	0,1680	16,5	0,1230	25,5	0,0750	34,5	0,0230
8	0,1650	17	0,1210	26	0,0730	35	0,0200
8,5	0,1630	17,5	0,1180	26,5	0,0700	35,5	0,0170

Tableau III.4 : Tableau de correction. [75]

15°C	-131 g/cm ²	20°C	-106	25°C	-78	30°C	-50	35°C	-20
16°C	-126	21°C	-101	26°C	-73	31°C	-44	36°C	-14
17°C	-121	22°C	-95	27°C	-67	32°C	-38	37°C	-7
18°C	-116	23°C	-90	28°C	-61	33°C	-32	37,8°C	0
19°C	-111	24°C	-84	29°C	-56	34°C	-26	39°C	+7

Selon nos résultats, la valeur de la tension de vapeur est de 574 gr/cm² et puisque cette quantité est dans la fourchette indiquée, ($\leq 738 \text{ gr/cm}^2$) cela juge que notre échantillon est dans la norme est on est loin d'avoir des phénomènes d'incendie ou d'explosion.

On mesure la TVR car les gaz produite provoquent ainsi des dégâts au niveau des bacs de stockages et au niveau des navires à citernes comme les dégâts explosifs cela veut dire que pour allumer un feu on a un triangle de danger qui regroupe trois conditions sont :

1 er cas :

- ❖ L'oxygène ;
- ❖ Les hydrocarbures ;
- ❖ Une étincelle.

2 eme cas :

- ❖ Une grande valeur de pression ;
- ❖ Une grande valeur de température ;
- ❖ Les hydrocarbures.

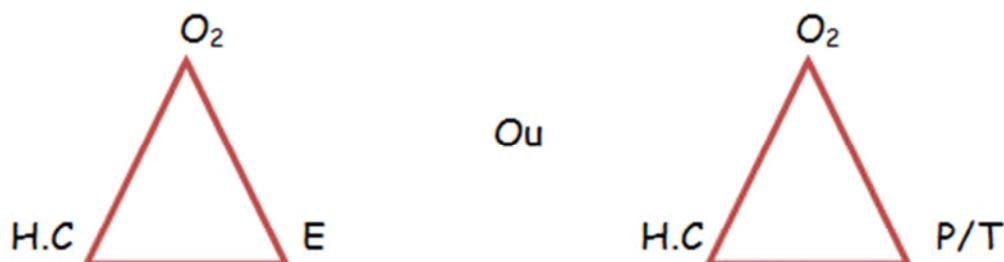


Figure III.2 : Les trois conditions pour allumer un feu.

La présence de ces trois facteurs (2 eme cas figure III.2) sont suffisant pour allumer un feu c'est pour ça on essaye toujours d'éviter ses facteurs. Pour la température et la pression au niveau des bacs , la vapeur du pétrole joue un rôle important dans la formation des gaz ;c'est-à-dire l'existence d'une grande pression avec le système des toits flottants et avec le niveau du pétrole dans les bacs, ainsi que dans le cas des navires à citernes cela engendre des vibrations de ses navires à cause de la propagation de sondes de la mer qui provoque les dégâts c'est la raison pour laquelle on trouve dans les citernes des systèmes de refroidissement qui refroidisse les vapeurs du pétrole pour ne pas engendrer une explosion, sino n pour la partie immergé dans la mer elle subit un refroidissement naturel.

III.5. Mesure de la salinité

Lors de forage, c'est toujours de l'eau salée qu'on récupère en premier lieu suivi du pétrole brut, de ce fait le pétrole sera toujours contaminé par ces sels « appelé aussi sel de table NaCl » aussi faible soit- il et qui ne peut être négligé vue les conséquences qu'il peut causer. En effet ces sels ne sont pas nocifs mais en présence de l'eau il peut y avoir de graves conséquences, car la réaction eau, sel peut nous donner un acide fort (équation III.1) :



Le HCl est très dangereux car il peut attaquer le métal des navires ou des pompes ou même les pipelines...

Le résultat de la mesure de salinité se présente en pourcentage et il se fait selon la norme américaine ASM 6470.

La teneur en sel est exprimée en milligrammes de chlorure de sodium NaCl par litre de pétrole brut ou en (pounds/baril) de brut, cette teneur représente la quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut. Une teneur élevée de sel dans le brut provoque de graves problèmes de corrosion. Généralement une teneur de NaCl supérieure à **10lb/1000 baril** nécessite un dessalage. [76]

$$1 \text{ lb} = 453,5 \text{ g.}$$

$$1 \text{ pound} = 0,454 \text{ kg.}$$

$$1 \text{ baril} = 159 \text{ litres.}$$

Tableau III.5 : Identification de la teneur en sel.

Echantillon	Quantité de sel dissoute dans la solution	Densité kg/l a T = 15°C	Salinité %
1	22	7993	0,00275
2	12,17	7989	0,0015
3	11,35	8011	0,0014
4	18,39	7996	0,0023

Selon nos résultats, la quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut est d'une valeur de 0,00275 % est d'après (tableau III.6) qui indique les limites contractuelles du brut ceci montre on que nos résultats ne dépassent pas les 0,008 % ce qui montre que nos échantillons ne présentent pas des anomalies au cours du transport et la canalisation par pipeline, car une teneur élevée de sel dans le brut provoque de graves problèmes de corrosion.

Quand la concentration en chlorure de sodium dépasse 1 M, l'élimination du pétrole brut sera difficile. Pour ce type de substrat, les fortes salinités constituent donc une barrière naturelle pour la biodégradation « décomposition par les bactéries ».

Tableau III.6 : Les limites contractuelles du brut. [122]

Tests	Densité à 15° C	T.V.R à 37,8°C g/Cm ²	B.S.W %vol.	Salinité % Pds	Soufre %Pds
Normes	ASTM 1298- 99	ASTM 323- 99	ASTM4007- 95	ASTM6470	ASTM 1551
Limite contractuelle pétrole brut	0,7902- 0,8082	Maxi 783	Maxi 0,5%	Maxi 0.008 %	Maxi 0,2 %

III.6. Teneur en soufre

Les pétroles sont composés en majeure partie d'hydrocarbures, Parmi leurs autres constituants chimiques, on retrouve des éléments comme le soufre, l'azote et l'oxygène, ainsi que certains métaux, dont le nickel, le vanadium et le chrome. [77]

Le pourcentage de soufre est calculé selon la relation suivante :

$$S \% = \frac{N.V.M}{m.10}$$

D'où :

N : Normalité de NaOH « 0,03 N ».

V : Volume de NaOH.

M : Masse molaire de l'oxygène « M =16,02 g/ mole »

m : Masse de notre échantillon « brut ».

Exemple

$$m = 0,37 \text{ g.}$$

$$V_{\text{NaOH}} = 0,25 \text{ ml.}$$

$$S \% = \frac{0,03 \times 0,25 \times 16,02}{0,37 \times 10}$$

$$S \% = 0,032\%$$

Dans notre cas on se base sur la présence de soufre dans le brut. À partir d'une analyse effectuée au niveau du laboratoire, on a obtenu une valeur de 0,032 % et puisque la valeur n'a pas dépassé les 0,2 %, on considère que nos échantillons sont de bonne qualité.

Autrement dit, nos échantillons sont classés parmi le brut non corrosif ou 'sweet' qui a une teneur en soufre inférieure à 0,5%, contrairement au brut corrosif ou 'sour' qui a une teneur en soufre de 0,5% ou plus.

Economiquement parlant, la réduction de la teneur en soufre dans le pétrole nécessite des processus de raffinage supplémentaires et puisque notre échantillon est moins soufré cela engendre une rentabilité à l'entreprise.

Donc, la connaissance de la nature et de la quantité de produits sulfurés contenus dans le brut et les coupes pétrolières est d'une importance primordiale pour le raffineur, car elle constitue une contrainte dans l'établissement de schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis. En effet, certains de ces produits contiennent ou engendrent des composés corrosifs au cours des diverses opérations de raffinage. Ils diminuent la durée de vie de certains catalyseurs, détériorent la qualité des produits finis en altérant leur couleur et en leur conférant une odeur désagréable, réduisent la durée de vie des huiles lubrifiantes, sans parler de la pollution atmosphérique (« formation de SO_2 , SO_3 au cours de la combustion des produits pétroliers). Et des incendies causés par le contact entre le sulfure de fer de tuyauteries corrodées et l'air.

On conclut que la teneur en soufre d'un brut est elle aussi considérée comme un facteur très important, en fait le soufre est l'ennemi numéro 1 des catalyseurs. Il empoisonne les sites actifs lors des opérations de transformation moléculaires de telle façon que le catalyseur qui est excessivement onéreux et qui n'est pas réutilisable.

III.7. Caractérisation du pétrole brut avec spectroscopie

III.7.1. Spectroscopie Infrarouge

Le pétrole brut est un mélange extrêmement complexe comprenant plusieurs milliers de molécules différentes. Le pétrole brut se compose principalement de trois types d'hydrocarbures (Darmendrail, 2000) : les paraffiniques (alcanes), les naphthéniques (ou cyclo alcanes) et les aromatiques. Mis à part les composés acétyléniques, tous les types d'hydrocarbures sont présents dans le pétrole brut. En raison de leur instabilité, on ne rencontre pas de composés aliphatiques insaturés (oléfines, dioléfines) dans le pétrole brut. Ceux-ci ne sont produits qu'au cours du raffinage.

Dans les pétroles bruts, certains atomes de carbone et d'hydrogène sont liés à des hétéroéléments comme le soufre, l'azote, l'oxygène. Le soufre est l'hétéro-élément le plus répandu dans les pétroles bruts. Sa teneur peut varier de 0,1 % à plus de 8 % (en masse) selon le gisement.

Les pétroles bruts peuvent contenir également de faibles quantités d'azote (entre 0,1 et 0,5 %) et d'oxygène (entre 0,2 et 2 %) (Bocard, 2006).

Ces éléments sont engagés dans des structures chimiques complexes (phénols, acides carboxyliques, furannes et benzofuranes, amines, amides, carbazole, pyridines...), concentrées dans les fractions lourdes comme les résines, les asphaltènes et les maltènes (Darmendrail, 2000).

La spectroscopie infra-rouge mesure la vibration (étirement et flexion) qui arrive quand une molécule absorbe de l'énergie (chaleur) dans la région infra-rouge du spectre électromagnétique. Chaque groupe fonctionnel et chaque type de liaison ont des fréquences d'absorption déterminées. C'est ce paramètre qui permet d'identifier la présence ou non d'une famille de composés.

L'utilisation de la méthode n'est pas limitée par le nombre d'atomes de carbones : la technique permet de détecter les molécules des plus légères aux plus lourdes.

L'acquisition du spectre de notre échantillon a été réalisée dans le cadre de l'analyse de notre échantillon, l'intérêt porte sur l'absorption globale dans la région allant de 4000 à 400 cm^{-1} ,

Tableau III.7 : L'attribution des différentes bandes d'un spectre infrarouge. [78]

Position (cm^{-1})	Attribution
2956	Asymétrique CH
2931	Asymétrique CH_2
2859	Symétrique CH_2
1463	Déformation asymétrique CH_2 et CH_3
1377	Déformation symétrique CH_3
720	vibration de déformation $(\text{CH}_2)_n$ avec $n \geq 4$

Cette figure illustre (figure III.3) que le spectre IR dont l'interprétation est détaillée ci-dessous:

❖ **950-700 cm^{-1}** : Déformations des liaisons C-H hors du plan (δ_{CH} hors du plan). Ces vibrations peuvent être attribuées à des cycles aromatiques

❖ **1500-1300 cm^{-1}** : Déformations des liaisons C-H (δ_{CH});

- ❖ **1650-1550 cm^{-1}** : Elongations des doubles liaisons carbone-carbone ($\nu_{\text{C}=\text{C}}$) ;
- ❖ **3000-2750 cm^{-1}** : Elongations symétriques et asymétriques des liaisons C-H dans les groupements CH_2 (2922 et 2852 cm^{-1}) et CH_3 (2953 cm^{-1}) (ν_{CH_2} et ν_{CH_3}) ;
- ❖ **3100-3000 cm^{-1}** : Faible bande d'élongation des liaisons $=\text{C}-\text{H}$ ($=\text{C}-\text{H}$).

Nos résultats sont en bon accord avec ceux de la bibliographie. [78]

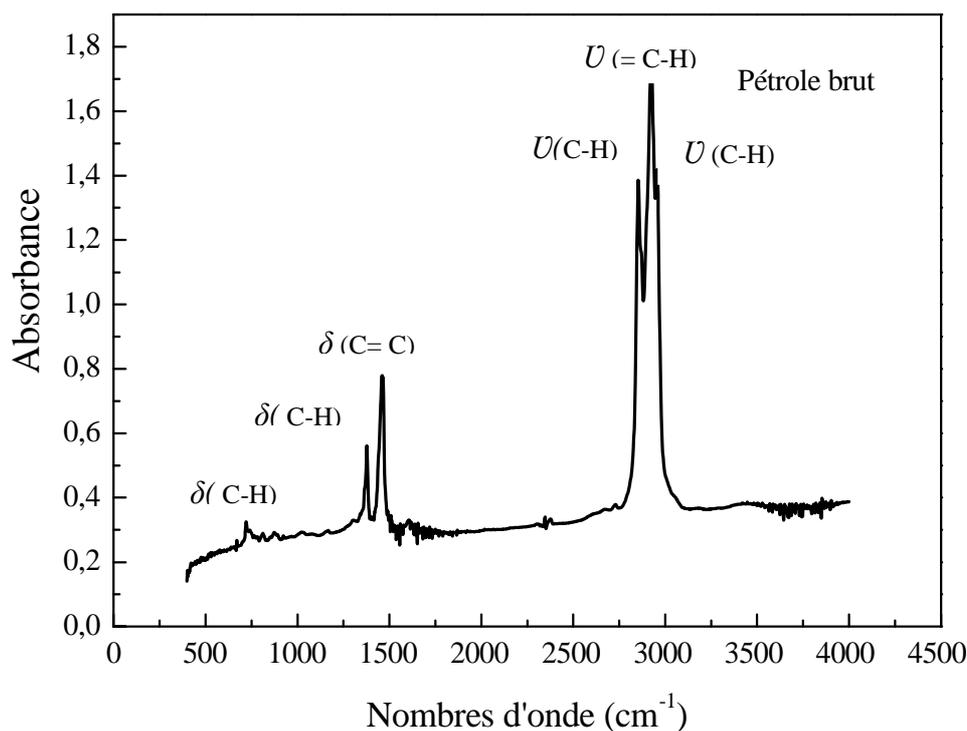


Figure III.3 : Spectre de l'infra - rouge du pétrole brut.

III.7.2. L'UV – visible

La spectrométrie d'absorption moléculaire dans le domaine ultraviolet (UV), de 185 à 380 nm environ, et visible (VIS), de 380 à 800 nm environ, est une technique courante de contrôle et d'analyse de composés chimiques.

Elle s'applique à des groupements d'atomes (ex : molécules, ions, polymères) qui absorbent le rayonnement électromagnétique dans le domaine UV-VIS.

Le pétrole brut est un mélange extrêmement complexe composé d'une multitude de composés organiques, qui sont des combinaisons chimiques de carbone (C) et d'hydrogène(H), ainsi que d'autre composé telle que : le soufre, l'azote et l'oxygène.

La majorité des molécules organiques complexes est transparente à la radiation de longueur d'onde supérieure à 180 nm, la mesure d'un pic d'absorption entre 200 et 400 nm

indique clairement la présence de molécules instaurées ou de groupes d'atomes tels les sulfures ou les halogènes.

Les groupements chimiques qui influencent le plus fortement les caractéristiques de l'absorption moléculaire sont appelés des « chromophores ».

Les chromophores qui peuvent être détectés par des spectromètres UV-VIS comprennent toujours des liaisons doubles entre atomes de carbone (C=C) ou des liaisons doubles ou triples entre le carbone et certains autres atomes (C=O, C=N notamment).

Les groupes d'atomes qui absorbent sont appelés des groupes chromophores et ceux qui n'absorbent pas mais qui provoquent seulement des modifications de l'absorption par un chromophore sont dits auxochromes.

Quand un chromophore est soumis à des influences électroniques, la bande d'absorption peut se déplacer vers les grandes longueurs d'onde, c'est l'effet bathochrome, ou vers les faibles longueurs d'onde, c'est l'effet hypsochrome.

Si l'absorption lumineuse est augmentée, on dit qu'il y a un effet hyperchrome. Si elle est diminuée, il y a un effet hypochrome.

Dans le cas de notre spectre on remarque l'existence des quatre effets à une longueur d'onde $\lambda_{\max} = 201$ nm indiqué par le symbole « 1 » (figure III.4) :

Effet bathochrome : $\lambda \nearrow$

Effet hypsochrome : $\lambda \searrow$

Effet hyperchrome : $\varepsilon \nearrow$

Effet hypochrome : $\varepsilon \searrow$

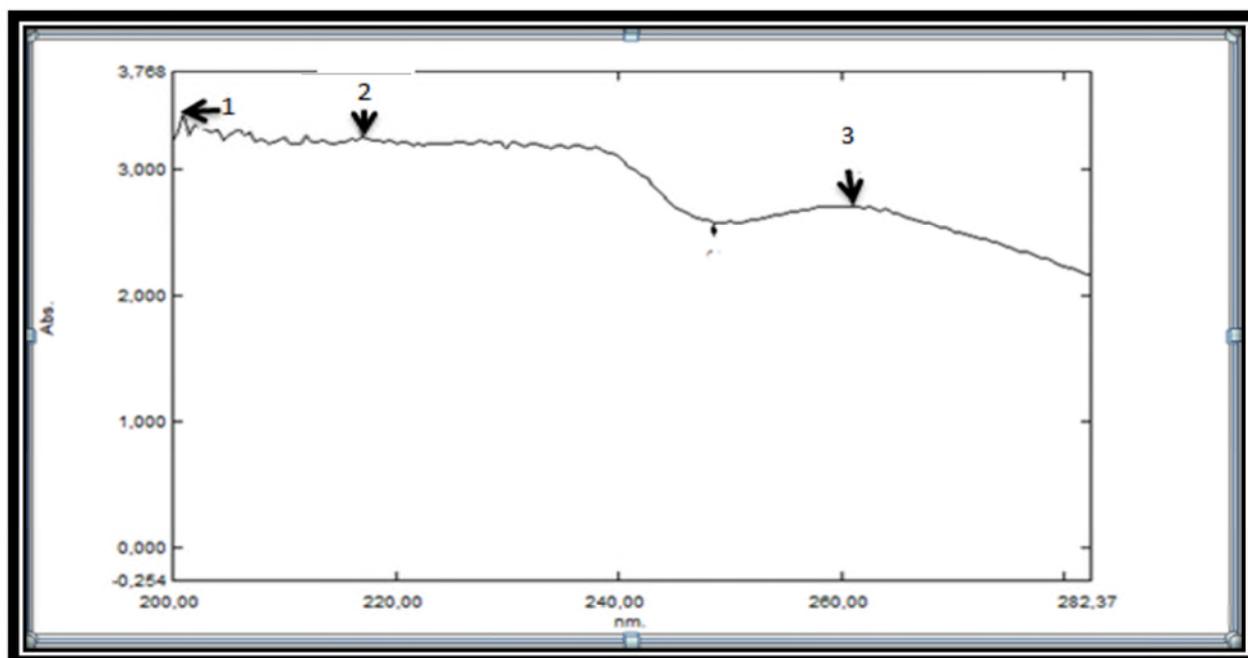


Figure III.4: Prolongation du spectre ultra- visible du pétrole brut.

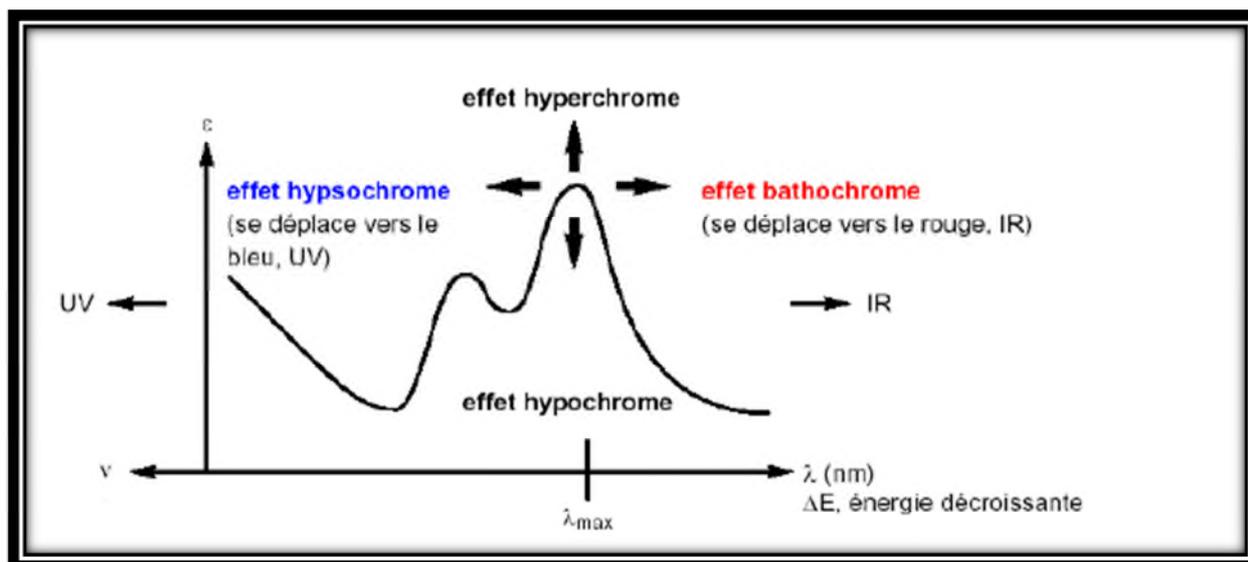


Figure III.5 : Les groupes chromophores. [70]

Les substances qui absorbent les rayonnements UV-Vis possèdent :

- ❖ Une double liaison qui est un groupement chromophore. Il favorise la couleur par l'existence de l'orbitale antiliante π^* .
- ❖ Un groupement auxochromes, c'est à dire qui contient des électrons n non engagés dans une liaison et, de ce fait, plus facilement excitable.

La conjugaison de doubles liaisons C=C ou C=C avec C=O entraîne une exaltation de l'absorption du rayonnement (effet hyperchrome) ainsi qu'un déplacement de la longueur d'onde d'absorption dans la direction des plus grandes longueurs d'onde (effet bathochrome). Il faut noter que la conjugaison C=C, C=O entraîne la formation d'une liaison polarisée et qu'il y aura donc une influence de la polarité du solvant sur la position du maximum de l'absorption : ce sont les effets bathochrome et hypsochrome.

Tableau III.8 : Principales structures et transitions électroniques. [72]

Structure électronique	Exemple	Transition	λ_{\max}	ϵ_{\max} (mol ⁻¹ .L.cm ⁻¹)	Bande de type
Aromatique π	Benzène	Aromatique $\pi \rightarrow \pi^*$	201	8000	E
$\pi \rightarrow \pi$	Buta-1,3-diène	$\pi \rightarrow \pi^*$	217	30 000	K
Aromatique $\pi \rightarrow \delta$ hyper conjugaison	Toluène	Aromatique $\pi \rightarrow \pi^*$	261	174	B

Transition $\pi \rightarrow \pi^*$: effet bathochrome

Les caractéristiques fondamentales d'une bande d'absorption sont sa position et son intensité. La position du maximum d'absorption (λ_{\max}) correspond à la longueur d'onde de la radiation dont l'énergie provoque la transition électronique.

Bandes R

Elles ont leur origine dans la transition $n \rightarrow \pi^*$ de groupements chromophores isolés tels que C = O ou NO₂. Ces bandes présentent comme particularité une absorption molaire faible : $\epsilon_{\max} < 100$.

Bandes K

Elles apparaissent dans le spectre des molécules possédant un système de doubles liaisons conjuguées telles que : butadiène ou hexatriène-1, 3, 5; elles résultent d'une transition $\pi \rightarrow \pi^*$ et leur absorption molaire est élevée : $\epsilon_{\max} > 10\,000$. Ces bandes K existent également dans le spectre des molécules aromatiques possédant des substitutions chromophoriques.

Bandes B

Elles sont caractéristiques des spectres des molécules aromatiques ou hétéroaromatiques.

Bandes E

Ces bandes sont, comme les bandes *B*, caractéristiques des spectres des molécules aromatiques.

Il est reporté à la bibliographie, que l'existence des pics dans les gammes [465-665] révèle l'existence des métaux lourds.

Dans le cas de notre échantillon, on a remarqué l'absence des pics dans cette gamme, ce qui explique l'absence des métaux lourds.

On conclut de toute l'étude que le pétrole brut algérien est un pétrole léger de très haute qualité en raison d'absence de toutes impuretés. [79]

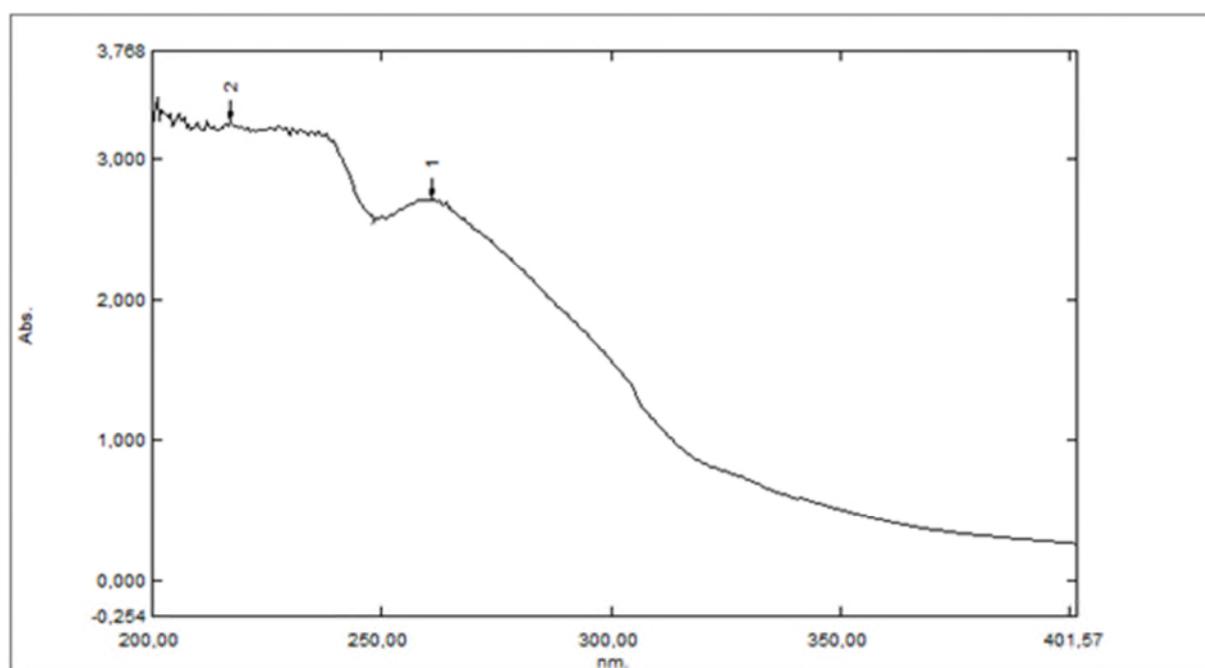


Figure III.6 : Spectre ultra-visible de pétrole brut.

III.8. Etude comparative

III.8.1. Propriétés physico - chimiques du pétrole canadien et Algérien

Le pétrole brut se compose de mélanges complexes de milliers de constituants. La proportion relative de ces constituants détermine les caractéristiques physiques du pétrole. L'analyse détaillée de la composition chimique du pétrole nous permet de reconnaître les propriétés physiques et chimiques de pétrole de Canada.

Parmi les propriétés physiques les plus souvent mentionnées, sont : la densité API (American Petroleum Institute), la densité, la teneur en soufre, la teneur en eau.

III.8.1.1. Densité

Le brut de l'ouest de Canada, a une densité en API varie de 7° à 13° comparativement avec le pétrole algérien qui a une densité API de 46°. Cela signifie que le pétrole du Canada intervient à la fraction lourde contrairement à notre pétrole qui referme la fraction légère.

Généralement la densité du brut algérien est variant entre 0,7902 – 0,8082 comparativement avec la densité du pétrole canadien qui est dans une fourchette entre 0,88 et 1 ; ce qui exprime la fraction lourde de brut canadien.

III.8.1.2. Teneur en soufre

Le pétrole du Canada à une teneur de soufre de 0,79% est celui du brut algérien est de 0,0032 %. Et puisqu'un pourcentage élevé de soufre rend l'échantillon plus lourd plus visqueux et de ce fait les opérations de ces soufres coûtent plus cher que le brut lui-même ce qui implique la non rentabilité de ces bruts qui inondent le marché pétrolier et permet aussi aux pays producteurs de jouer un rôle inestimable sur l'échiquier mondial (tableau III.9).

Tableau III.9 : Propriétés physico - chimiques du pétrole canadien et Algérien. [80]

	Brut d'ouest de Canada	Brut algérien
Densité API	7 à 13°	46°
Densité kg/l	0,7902-0,8082	0,88-1
Teneur en soufre	0,79 %	0,0032

Tableau III.10 : Teneur en soufre de quelques pétroles bruts. [80]

Nom de brut	Pays d'origine	% poids soufre
Bu Attifel	Libye	0,10
Arjuna	Indonésie	0,12
Bonny light	Nigeria	0,13
Hassi Messaoud	Algérie	0,14
Ekofisk	Mer du nord « Norvège »	0,18
Arabian light	Arabie saoudite	1,80
Kirkuk	Irak	1,95
Kuwait	Kuwait	2,50

Cyrus	Iran	3,48
Boscan	Venezuela	5,40

Cependant on observe des cas particuliers, comme les teneurs en soufre du brut de Rozel point « Etats-Unis » :13,95 %, du brut d'Etzel « Allemagne » :9,6% ou du brut de Gela « Sicile » :7,8% qui sont trop élevé.

Tableau III.11 : Densités de quelques pétroles bruts. [80]

Nom du brut	Pays d'origine	Densité « d »
Hassi Messaoud	Algérie	0,804
Bu Attifel	Libye	0,822
Arjuna	Indonésie	0,836
Bonny light	Nigeria	0,837
Kirkuk	Irak	0,845
Ekofisk	Mer du nord « Norvège »	0,846
Minas	Indonésie	0,845
Arabian light	Arabie saoudite	0,858
Kuwait	Kuwait	0,870
Cyrus	Iran	0,940
Boscan	Venezuela	1,000

Les densités des bruts se situent généralement entre 0,800 et 1,000 comme l'indique le (tableau III.11) bien qu'il existe des bruts ayant des densités se situant en dehors de cet intervalle 0,787 « 48,2° API » pour des bruts de Barrow South, Alaska, Etats-Unis et Santa Rosa est de 1,028 « 6° API » pour le brut de Bradley Canyon, Californie, Etats – Unis. [80]

III.8.2. Caractéristiques physico-chimiques du pétrole Algérien et Sud-Américain

Les propriétés physico-chimiques des deux pétroles bruts sont effectuées selon les normes ASTM. Les résultats sont rapportés dans (tableau III.12) :

Tableau III.12 : Caractéristiques physico-chimiques des pétroles Algérien et sud-Américain. [81]

	Brut Algérien	brut sud-américain
Densité kg/ l	0,7985	0,8976
Soufre « % poids »	0,032	0,9907
Acidité « mg KOH/g »	0,963	8,96
Tension de vapeur g/cm³	547	800
BSW	0,02	Nulles
Viscosité cinématique « cst »	2,78	Très visqueux
Point d'éclair (° C)	< 15	-
Point d'écoulement (° C)	< - 45	-21 ° C
Teneur en eau par extraction	traces non dosables	traces

III.8.2.1. Pour le brut Algérien

- ❖ Il s'agit d'un brut léger, sa densité étant inférieure à 0.8082, et son point d'éclair bas (Inférieur à 15°C) ;
- ❖ Il est caractérisé par l'absence d'eau (trace non dosable) ;
- ❖ Il est non sulfureux, sa teneur en soufre étant inférieure à 0.5% ;
- ❖ Il est peu visqueux ;
- ❖ Il y a prédominance des paraffines, grâce à la valeur du point d'écoulement (< - 45 °C).

III.8.2.2. Pour le brut Sud-Américain

- ❖ Il s'agit d'un brut lourd, sa densité étant supérieur à 0.8082 ;
- ❖ Il est caractérisé par l'absence d'eau (trace non dosable) ;
- ❖ Il est sulfureux, sa teneur en soufre étant supérieur à 0.5% ;
- ❖ Il est très visqueux ;
- ❖ Il est y a Prédominance des paraffines, grâce à la valeur du point d'écoulement (- 21 °C).

III.8.3. Comparaison d'un exemple de pétrole de Venezuela et de pétrole algérien conventionnel

Tableau III.13 : Les caractéristiques physico – chimique de pétrole de Venezuela et celle de l'Algérie. [81]

	Pétrole extra lourd	Pétrole algérien « Brent »
Densité « API »	8,5	38,5
Viscosité « cst a 60° C »	4000	4
Soufre (%)	4,1	0,4
NI « ppm »	94	1
V « ppm »	450	5
Acidité « mg KOH / G »	4,3	0,05

Le pétrole de Venezuela considéré comme lourd se caractérise par une nature visqueuse asphaltique (asphaltènes et résines), dense, (similaire à la mélasse). Il est constitué de très grosses molécules incorporant environ 90% de soufre et des métaux lourds (vanadium, nickel). Il contient également des impuretés telles que de la paraffine et des résidus de carbone qui doivent être filtrés avant raffinage.

Ce brut a un pourcentage élevé de composés avec plus de 60 atomes de carbone et donc un point d'ébullition élevé et un poids moléculaire important comparativement avec le brut algérien « Brent » qui est apprécié comme un pétrole léger doux avec une quantité de soufre de 0,4 % ; autrement dit si on parle sur la quantité d'impureté intervient dans le Brent on remarque que le taux des métaux lourds est négligeable par rapport à celle de Venezuela (tableau III.13).

Tableau III.14 : Teneur en eau et sédiments de quelques bruts. [81]

Bruts	Teneur en eau et sédiments BSW en % volume
Nigerian	0,10
Arabian light	0,10
Dahra	0,60
Mandgi	0,80
Bachaquero	2

Tableau III.15 : Teneur en eau de quelques bruts. [81]

Bruts	Pays d'origine	Teneur en eau en% volume
Dahra	Libye	Traces
Safaniayah	Arabe saoudite	Traces
Arabian light	Arabe saoudite	Traces
Zarzaitine	Algérie	0,05
Mandgi	Gabon	0,6
bachaquero	Venezuela	1,8

La teneur en eau des pétroles bruts à la sortie du puits est en général faible comme le montre (tableau III.15) : elle croit généralement pendant le transport et le stockage ou elle peut atteindre 3%. [81]

III.10. Conclusion

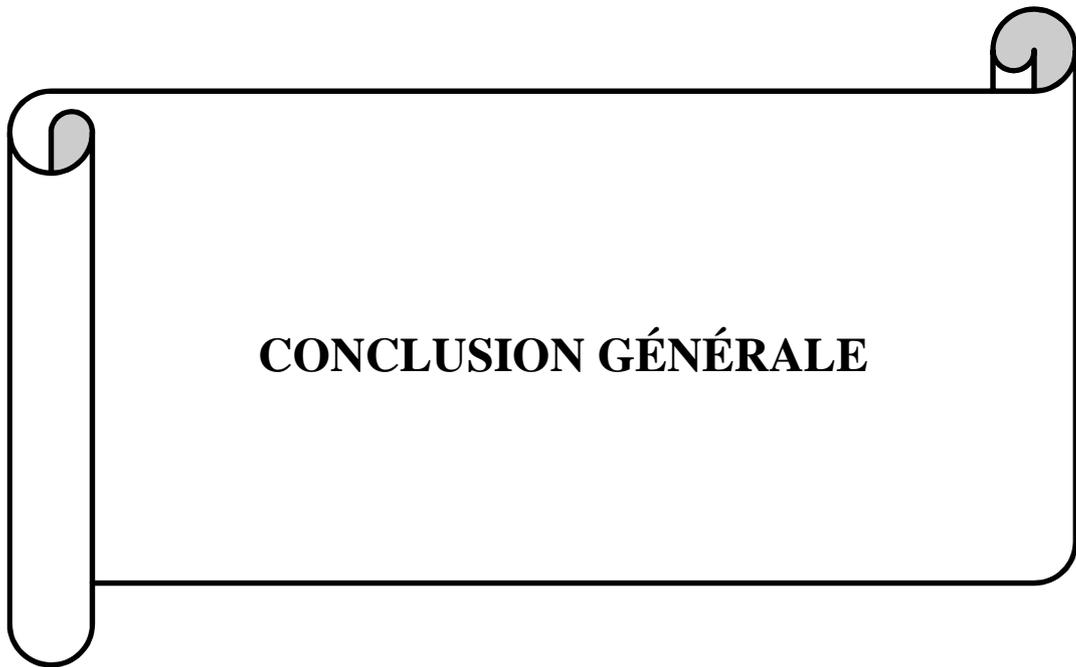
Les différentes analyses effectuées au niveau du laboratoire sonatrach ont pour but de contrôler la qualité du pétrole brut.

Notre travail nous a permis en premier lieu de faire repérer les différents défauts au sein de notre échantillon pour pouvoir délimiter les caractéristiques qui se basent sur les constituants et sur les propriétés physiques, donc ce contrôle a pour but de valoriser le pétrole qui est d'une qualité très recherchée, en raison de l'absence de soufre, l'eau et des sédiments. L'identification de la nature d'un composé pétrolier et la détermination de ses structures géométriques et électroniques par une analyse spectroscopique « IR, UV-visible » sont très importantes pour la Chimie organique. Cela permet de connaître les produits d'une réaction, élaborer des mécanismes réactionnels, étudier la pureté d'une substance, mettre en évidence les situations d'isomérisation, autrement dit cette caractérisation est très utile pour étudier les structures électroniques des molécules insaturées et pour mesurer l'étendue de leur conjugaison.

Enfin en résumé notre chapitre par un petit passage on dit que ces analyses sont d'une grande importance, car elles fournissent aux acheteurs des informations sur le pétrole qu'ils importent. Ces informations sont nécessaires pour prévoir les conditions de transport et de stockage.



CHAPITRE IV
HYGIÈNE ET SÉCURITE DANS LE
MILIEU INDUSTRIEL



CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GENERALE

Dans ce manuscrit nous avons découvert un domaine très vaste et intéressant qui est le domaine pétrolier. Le pétrole occupe depuis des décennies une place très importante non seulement dans le développement économique des pays producteurs mais aussi dans les relations géopolitiques internationales. La qualité des produits du pétrole résulte des processus de raffinage et donc des technologies de contrôles de qualité utilisées.

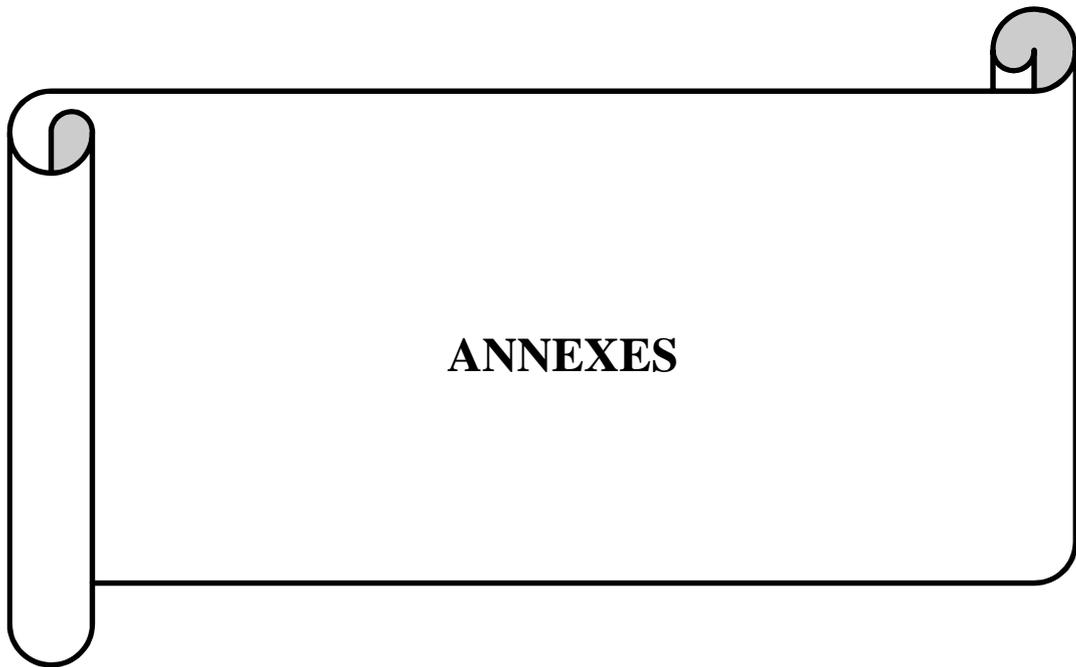
Il existe autant de qualité de pétrole qu'il y a de puits dans le monde. En effet, chaque poche de pétrole a des caractéristiques qui lui sont propres et qui sont dues à l'historique géologique de la formation du pétrole de cette poche en particulier.

Néanmoins, le pétrole est classé suivant différents paramètres dont la plus importante est la mesure de la densité API (du nom de « American Petroleum Institute »).

Les différentes analyses effectuées au niveau de laboratoire ont pour but de contrôler la qualité du pétrole brut. Ces analyses permettent la caractérisation du pétrole dont les valeurs sont mentionnées sur une fiche technique qui est importante et exigée par les clients.

D'après nos résultats, nous avons constaté que le brut Algérien est un brut léger puisque il est caractérisé par une densité légère de 45° et une teneur en eau et sédiment de 0,02% avec une valeur de tension de vapeur de 574 g/cm^2 . La quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut est d'une valeur de 0,00275 %. Le pourcentage de soufre est 0,032%.

Les résultats de la spectroscopie infra-rouge et UV-Visible révèlent l'absence de métaux lourds, ceci explique la grande qualité de brut algérien par rapport à ses caractéristiques.



ANNEXES

Annexe A

Mode opératoire d'un aéromètre

1. Ajuster la température de l'échantillon aux environs de 15 ° C et amener l'éprouvette et le thermomètre à cette température (15 ° C)
2. Transférer l'échantillon dans une éprouvette propre et sèche avec précaution de façon à éviter autant que possible la formation de bulles et à réduire au maximum les pertes par évaporation des légers.

Mettre l'éprouvette dans une position oblique (50 à 60 ° par rapport à l'horizontale), verser le produit dans l'éprouvette afin qu'il s'écoule doucement le long de la paroi.

3. Avant de plonger l'aréomètre, éliminer toutes les bulles formées à la surface du liquide en les touchant avec un morceau de papier filtre propre.
4. Placer l'éprouvette en position verticale dans un local à l'abri des courants d'air.

S'assurer que la température de la prise d'essai ne varie pas de façon appréciable pendant ce temps, la température du milieu ambiant ne devra pas varier de plus de 2 °C

5. Quand la température du test est trop différente de celle de la salle, un bain thermostatique devra être utilisé.
6. Plonger avec précaution l'aréomètre au sein de la prise d'essai, faire attention à ne pas mouiller la partie émergente de la tige.

Après équilibre de la température, enlever le thermomètre, faire la lecture de la température à 0,1° C près

7. Faire descendre l'aréomètre de deux ou trois divisions dans le liquide et le laisser remonter.
8. Quand l'aréomètre est en équilibre faire la lecture à 0.0001 près.

La lecture correcte de l'aréomètre est l'endroit exact où la surface principale du liquide coupe l'échelle de l'aréomètre.

Déterminer ce point en plaçant l'œil juste sous le niveau du liquide et en le remontant doucement jusqu'à la surface que l'on voit d'abord comme une ligne droite, coupants l'échelle de l'aréomètre.

9. Avec les liquides opaques placer l'œil juste au dessous de la surface plane du liquide.

Cette lecture au dessus du ménisque demande une correction du ménisque.

Après avoir lu l'échelle sur l'aréomètre prendre la température en agitant très doucement avec le thermomètre. Relever la température à 0,1° C près.

Si cette température diffère de 0,5 °C de celle observée précédemment refaire la lecture de l'aréomètre puis celle de la température jusqu'à stabilisation à 0,2 °C



Thermomètre digital avec sonde.



Eprouvette gradué.

Annexe B

Théorie de fonctionnement d'une centrifugeuse

La centrifugeuse fonctionne grâce à la force centrifuge relative (FCR) qui la fait tourner à vitesse élevée afin d'accélérer la vitesse de décantation des granules dans le liquide et de séparer, condenser et purifier les substances avec un coefficient de décantation et une densité variables.

Manipulation

On utilise dans cette manipulation 2 tubes :

- premier tube on le remplit avec l'eau. Le 2^{ème} on lui verse 50 ml de solvant organique, puis on lui rajoute directement 50 ml de l'échantillon.
- On agite le tube 2 jusqu'à l'homogénéité.
- On place les tubes dans la centrifugeuse (dans des positions opposées), on récupère le tube 2 de la centrifugeuse et on note le volume du précipité au fond de ce tube.

Structure de l'appareil principal

La centrifugeuse est composée de l'appareil principal et des accessoires. L'appareil principal comprend le boîtier (constitué de plastique ABS de haute résistance, isolé/résistant à la corrosion), la chambre de centrifugation, le système d'entraînement, le système de commande et l'écran d'affichage des manipulations. Le rotor et le tube (flacon) de centrifugation font partie des accessoires (fournis comme prévu par contrat).

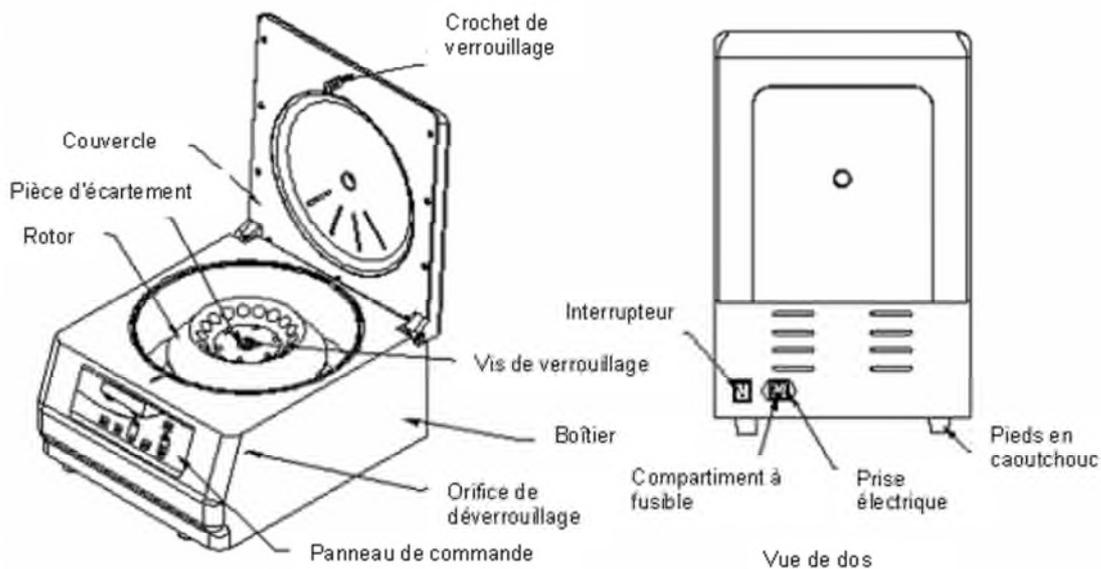


Figure: Vue extérieure de l'appareil principal.

➤ **Panneau de commande**

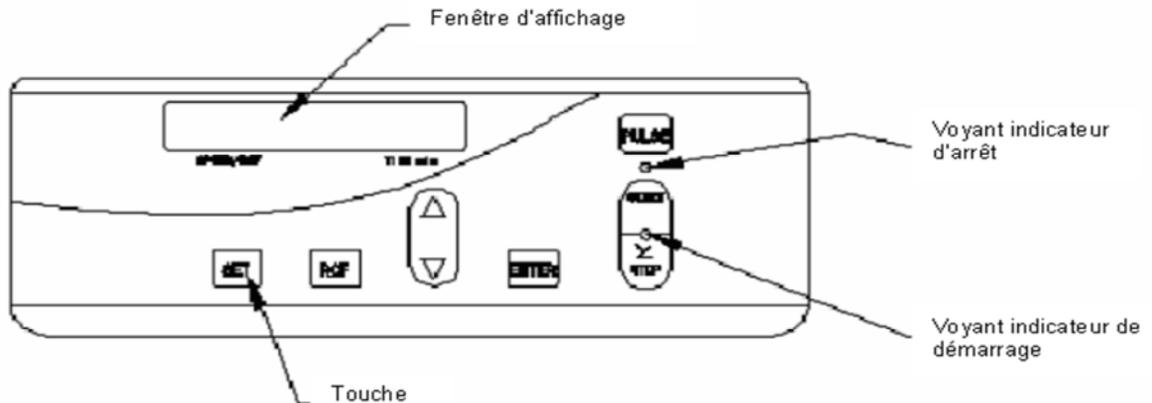


Figure: Panneau de commande.

a. Ecran d'affichage

➤ **vitesse/fcr (speed/rcf)**

La fenêtre d'affichage de Vitesse/FCR affiche les paramètres de réglage ou de fonctionnement vitesse/FCR.

➤ **TEMPS min (TIME min)**

La fenêtre d'affichage du temps affiche le temps de fonctionnement (min).

➤ **REGLAGE (SET)**

Règle le nombre de tours du rotor, la vitesse, FCR et le temps.

➤ **FCR (RCF)**

Appuyez sur cette touche pour afficher la valeur de FCR dans la fenêtre "VITESSE/FCR". Lorsqu'il y a un point lumineux en bas à droite de la fenêtre "VITESSE/FCR", la fenêtre de la vitesse affiche la valeur de FCR ; appuyez à nouveau sur la touche pour revenir à l'affichage de la vitesse.

▲ : Touche progressive, appuyez sur " ▲ " pour augmenter la valeur des paramètres de réglage.

▼ : Touche dégressive, appuyez sur " ▼ " pour diminuer la valeur des paramètres de réglage.

➤ **ENTER**

Appuyez sur [Enter] pour confirmer le réglage de la valeur des paramètres de fonctionnement.

➤ **Démarrage**

Appuyez sur [démarrage] (Start) pour commencer la centrifugation après réglage et confirmation des paramètres ou après la dernière répétition des paramètres réglés, le voyant indicateur du démarrage s'allume.

➤ **arrêt (stop)**

Touche permettant d'arrêter la centrifugation et d'ouvrir le couvercle. Lorsque la centrifugeuse fonctionne (le temps n'est pas compté à rebours jusqu'à "0"), vous pouvez l'arrêter manuellement, le voyant indicateur d'arrêt s'allume. Lorsque la centrifugeuse est au repos et que le rotor ne tourne pas (mais la centrifugeuse est sous tension), appuyez sur cette touche pour ouvrir le couvercle.

➤ **Impulsion (pulse)**

Touche pour fonctionnement de courte durée (centrifugation de courte durée). Appuyez sur cette touche et maintenez-la, la centrifugeuse fonctionne rapidement ; relâchez la touche, la centrifugeuse s'arrête automatiquement.

Fonction des voyants indicateurs

Voyant indicateur [démarrage]

Le voyant indicateur [Démarrage] allumé signifie que la centrifugeuse a démarré et fonctionne.

Voyant indicateur [Arrêt]

Le voyant indicateur [arrêt] allumé signifie que la touche [arrêt] est appuyée ou le temps de fonctionnement est compté à rebours jusqu'à "0". La centrifugeuse ralentit pour s'arrêter ou s'est arrêtée.

Annexe c

Mesure de la tension de vapeur

1. Mode opératoire

L'échantillonnage doit se faire suivants la norme ASTM D4057 en vue pour la TVR (ASTM D 5842)

Le volume de l'échantillon ne doit pas être inférieur à 1 litre et supérieur à 7.5litres.

Manipuler les échantillons avec les soins les plus méticuleux (afin d'éviter toute perte de légers par évaporation).

La détermination de la TVR doit être les premiers essais auxquels on soumet l'échantillon doivent être mis dès leur arrivée dans un endroit frais

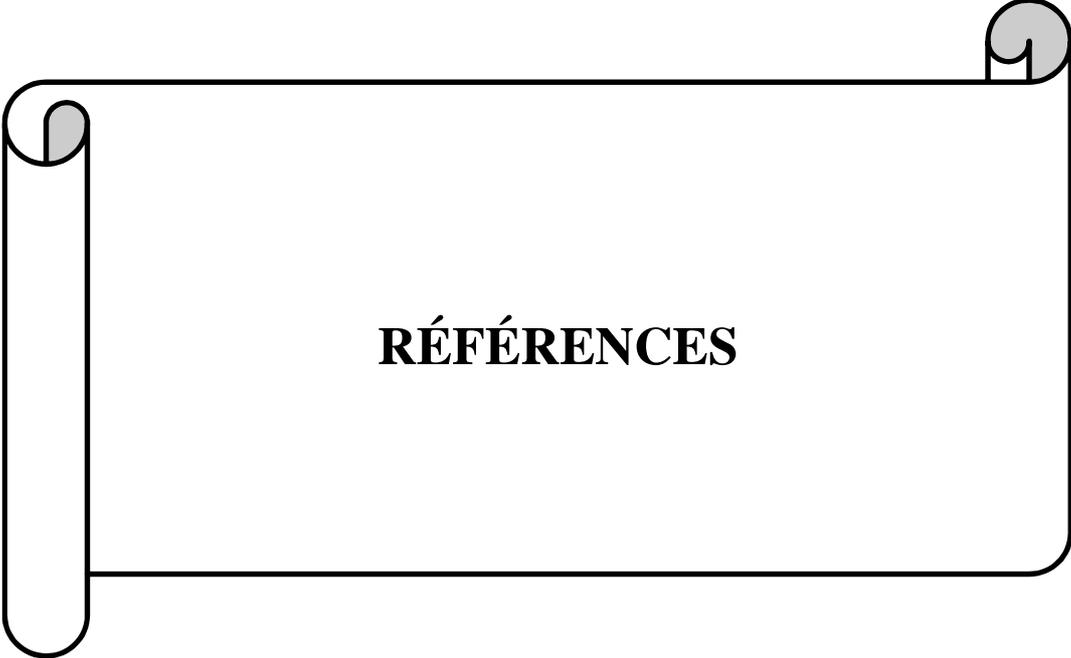
1. Refroidissez l'échantillon à une température comprise entre 0°C et 1°C
2. Placer la chambre et le dispositif de transvasement à une température
3. La chambre à air doit être immergée dans un bain d'eau thermostat à 37,8°C pendant au moins 10mn.
4. Retirer le dispositif de refroidissement le récipient contenant l'échantillon, le déboucher et y adapter le dispositif de transvasement.
5. Faire pénétrer la tubulure connexion dans la chambre à carburants, renversez le tout de telle sorte que le récipient se trouve au dessus et que le tube adducteur débouche à environ 5mm du fond de la chambre à carburant.
6. Remplir la chambre à carburant jusqu'à ce quelle déborde puis la frapper légèrement pour s'assurer qu'il n'y a plus de bulles d'air ; Compléter (si nécessaire) le remplissage jusqu'à débordement, le tube adducteur étant enlever

2. Appareillage

- ❖ Chambre à air ;
- ❖ Chambre à carburant ;
- ❖ Bain thermostatique ;
- ❖ Congélateur.

3. **Remarque**

On peut aussi utiliser du condensat pour nettoyer la chambre à air si l'échantillon analysé est un brut. Il faut éviter la mince couche filet d'hydrocarbure qui peut flotter dans le bain et qui peut pénétrer dans la chambre ; pour cela, maintenir fermées les orifices supérieur et inférieur de la chambre à air pendant qu'elle traverse l'eau.



RÉFÉRENCES

Références

- [1] Bureau Veritas « Contrôle du pétrole brut & produits pétroliers » Rev 6 Avril **(2010)**.
- [2] Feugier, A. et G. Martin « Influence de la nature des fuels lourds sur la qualité de leur combustion » Rev. Inst franç. Du pétrole, vol. 40, n° 4, p. 271 **(1985)**.
- [3] Alim Karleskind, « Mannel des corps gras », tome1, Tec et Doc_ Lavoisier **(1992)**.
- [4] Dani AL SAAB, « Géologie et gestion des ressources minérales et énergétiques » édition G2R – UHP **(2007)**.
- [5] Dake. LP, « Fundamentals of reservoir engineering; developments in petroleum science», first Edition. Elsevier science b.v. **(1978)**.
- [6] Atlas R. M. « Microbial degradation of petroleum hydrocarbons » Réf: 45:180 – 209, **(1981)**.
- [7] Boukadi F. H Et Al, « Models for saturated Omani crude oils; petroleum science and technology » vol 20, n°1-2. P: 89-100 **(2002)**.
- [8] Donnez Pierre, « Essentials of reservoir engineering ». Edition Technip **(2007)**.
- [9] Ehsan Heidaryan ET autres, « New Correlations to Predict Natural Gas and Petroleum Science and Engineering »; vol.73, p: 67–72 **(2010)**.
- [10] Jérémy Laxalde , Olivier Devos « characterisation of heavy oils using » ; 705 (12) :227 234. **(2011)**.
- [11] E. Lichtfouse, « fossiles moléculaires d'intérêt microbiologique, pétrolier, agronomique et Environnemental » Edition **(1998)**.
- [12] Bertrand J.-N. « L'industrie chimique et le pétrole », conférence JCSV, Sciences adventure **(2012)**.
- [13] Fanchi John R. « General Engineering »; Vol 1 Society of Petroleum Engineers. **(2006)**.
- [14] C.Sallé Et J.Debyser « formation des gisements de pétrole, étude géologique fondamentaux » Edition Technip **(1976)**.
- [15] F. Baudin, Tribovillard, T. Trichet «Géologie de la matière organique » Edition Vuibert **(2007)**.
- [16] A. Foucault « Fossiles moléculaires d'intérêt microbiologique pétrolier, agronomique et environnementales » Edition Lichtfouse **(2008)**.

- [17] ENSM formation « industrie –IFP training élément de chimie produit » Edition d'IFP, Paris **(2006)**.
- [18] Pierre Writhes « raffinage et génie chimique » Tome1, Edition Technip, Paris page 39-65 **(1972)**.
- [19] Gravier. J.F « Propriétés des fluides de gisements cours de production », tome 2 école nationale supérieure du pétrole et des moteurs, Editions Technip Paris **(1986)**.
- [20] Brooke, James : article « fiche pédagogique connaissance des énergie fossiles » **(1992)**.
- [21] S. Barathi Et N.Vasudevan « Utilization of hydrocarbons by Pseudomonas fluorescenes isolated from a petroleum-contaminated soil » Environ. Inst.26: 413- 416 **(2001)**.
- [22] Bertrand J. C. Et Mille G, « Devenir de la matière organique exogène. Un modèle: les hydrocarbures » (Paris) Chapitre 13, pp. 343-385, **(1989)**.
- [23] Kirk Othmer « Encyclopedia of chemical technology » 24 volumes, third Edition, wiley interscience, **(1979)**.
- [24] J. Masseron, « L'économie des hydrocarbures », Technip, **(1975)**.
- [25] R. Cabet, Y. Lizoret, « L'économie du transport par conduite », Technip, Paris, **(1974)**.
- [26] Banque mondiale, « Project performance Assessment report: Second Petroleum Technical Assistance Project », 1er juillet, rapport n° 24430, Département de l'Evaluation des Opérations **(2002)**.
- [27] Favennec, J.P, Copinschi, P, « Les nouveaux enjeux pétroliers en Afrique », Politique africaine n°89, **(2003)**.
- [28] American petroleum institute « glossary of terms used in petroleum refining » 2 ème edition: Baltimore **(1962)**.
- [29] Rose,J. W. Et J .R . Cooper « technical data on fuel » 7 ème edition.edimbourg scottish academic press **(1977)**.
- [30] R. H. Perry, C. H. « Chilton Chemical engineers' handbook » fifth Edition, mc graw-hill, **(1973 ET 1984)**.
- [31] Atlas, R.M. and Bartha, R, « Biodegradation and mineralization of petroleum in seawater at low temperature » Canadian Journal of Microbiology 18, 1851-1855; **(1972)**.
- [32] Arnaud Dallonge Ville, Ayan Mahmoud, Youssouf Benjamin VIN « development of fraction specific reference doses and reference concentration for total petroleum hydrocarbons » **(1997)**.

- [33] Guo Boyun « Petroleum Production Engineering »; Elsevier Science and Technology Books. February (2007).
- [34] weast , r. et m.astle « CRC handbook of chemistry and physics » 60 eme edition floride , crc press (1979).
- [35] Fiche pédagogique réalisés par Applica sciences « pic de pétrole et du gaz » (2007-2008).
- [36] C.E.Chitour « les propriétés physiques des hydrocarbures et des fractions pétrolières » édition Technip tome 1 (1999).
- [37] Wuithier.P « le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1), Edition Technip (1972).
- [38] Wuithier.P « distillation dans l'industrie du pétrole France », Edition Technip (1956).
- [39] Document de TOTAL « Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090 »; p 4-97 (2007).
- [40] Atlas, R.M. and Bartha, R « Hydrocarbon degradation and oil spill bioremediation », Vol. 13, pp. 287-338.Plenum Press London (1992).
- [41] Franennec J. P, Leprince P, Trembouze P. Et Favennec J. P « Pétrole brut-produits pétrolier », Tome 1 Technip (1998).
- [42] Boy de la tour x « Le pétrole, au-delà du mythe », IFP, Ed. Technip (2004).
- [43] Tissot et Welte, thèse de doctorat de l'université Pau et des pays de l'Adour « composées pétroliers » (1984).
- [44] article « CEPII, Document de travail » n°98 - 08, CEPII, (1998).
- [45] Y. Mathieu, « Estimer les réserves pétrolières, une question de méthodologie ? », Revue de l'Energie n°562, (2004).
- [46] Maccain William D. « The Properties of Petroleum Fluids » Second edition. By PennWell Company Publishing Company, Tulsa, Oklahoma (1990).
- [47] X-Normand, A – Treil « industrie du raffinage du pétrole 6 ème édition tome 1 (1985).
- [48] Brooke, James : article « fiche pédagogique connaissance des énergie fossiles » (1992).
- [49] IFP, Panorama 2005, « La consommation d'énergie dans le secteur des transports », Institut Français du Pétrole, (2006).
- [50] J. Kergueris et C. Saunier « Rapport d'information n°105 sur les perspectives d'évolution du prix des hydrocarbures à moyen et long terme », Sénat, (2005).
- [51] A. Foucault, J.F. Raoult, « dictionnaire de géologie », 4ième édition, éditions Masson, (1995).

- [52] Bertrand, J.C. et Mille, G, « Devenir de la matière organique exogène. Un modèle: les hydrocarbures » (Paris), Chapitre 13, pp. 343-385 **(1989)**.
- [53] Jean-Pierre WAUQUIER « Raffinage du pétrole », Tome 1 - Pétrole brut, produits pétroliers, schémas de fabrication **(1994)**.
- [54] Hankinson, R.W. ET G.H Thompson, « A new correlation for saturated densities of liquids and their mixture » AICHEJ, vol. 25, n° 4, p.653 **(1979)**.
- [55] Vidal, J, Thermodynamique. Méthodes appliquées au raffinage et au génie chimique, Édition Technip, Paris **(1973)**.
- [56] RR. Hubbard et R.L. Schalla « Solubility of water in hydrocarbures » **(1952)**.
- [57] J. Briant, J. Denis et G. Parc, « propriétés rhéologiques des lubrifiants », Editions Technip, Paris **(1985)**.
- [58] Jeulin, « Appareils de laboratoire centrifugeuse - support technique » Réf : 701 371**(2011)**.
- [59] J. Maxwell ET L.S. Bonnel, « Vapor pressure charts for petroleum engineers. Esso Research and Engineering » **(1955)**.
- [60] Semche Eddine, « Raffinage du pétrole » tome1 CHITOUR. **(2007)**.
- [61] P. Hayward, L. Bekhourian, E. Meheust, E. Lesimple, H. Benighi et A. Nouven « La reconnaissance quantitative et qualitative de pétrole brut » Pétrole et techniques (Revue de l'Association Française des Techniciens du pétrole), n°269, P. 17 **(1980)**.
- [62] Université Mohammed V-Agdal / FSR/ Master de sciences analytiques **(2010)**.
- [63] C. Girard, J.C. Guibet, A. Billon et X. Montagne « la désulfuration du gazole. Aspect technico-économique. Impact sur l'environnement », Congrès international de la Sociétés des ingénieurs de l'Automobile (SIA) **(1993)**.
- [64] H.T. Rall, C.J. Thompson, H.J Coleman et R.T. Hopkins , « Sulfur compounds in crude oil » Bureau of Mines Bull. N°659. Distribué par National Technical Information Service (NTIS), US Dpt of Commerce, Springfield, VA. **(1972)**.

- [65] « La teneur en soufre total dans les pétroles bruts », NORME : ASTM D 5453.
- [66] CHAABI Fatima Zohra Mémoire Présenté en vue de l'obtention du diplôme de master « Caractérisation physico-chimique d'un dés émulsifiant le chimec R 899 » (2008).
- [67] Malika Boukherissa Mémoire Présenté en vue de l'obtention du grade de Docteur de l'Université Paul Verlaine – Metz Par (2008).
- [68] Université Mohammed V-Agdal / FSR/ Master de sciences analytiques (2010).
- [69] Catherine Fantauzzi-Merle « Thèse en Sciences et Techniques du Déchet / Institut National des Sciences Appliquées de Lyon » (2003).
- [70] Philippe Galez « Techniques d'analyse Spectrophotométrie UV/visible » (2011).
- [71] A. B. P. Lever, « Inorganic Electronic Spectroscopy, Elsevier », 2nd Edition, (1984).
- [72] Véronique Jacob, « Spectroscopie dans le visible et l'ultra- violet » n° 7 P 16 IND.REV, IUT de chimie de Grenoble (2010).
- [73] G.H. Thomson, K.R. Brobst ET R.W. Hankinson, « An improved correlation for densities of compressed liquids and liquids' mixtures », AICHEJ vol .28, n° 4, p. 671 (1982).
- [74] P. Wuithier.P, « le pétrole ; Raffinage et Génie Chimie » Édition Technip, Paris (1965).
- [75] Lefebvre, G « Effect of pressure on thermal conductivity of liquids Petroleum Refiner », vol. 19, n°2, p. 409 (1957).
- [76] Sugden, S. « The variation of surface tension with temperature and some related functions» vol. 125, p.32 (1924).
- [77] Speight, J.G, «The chemistry and technology of Petroleum » second Edition. Marcel Dekker, New York (1991).
- [78] E.O. Odebunmi and S.A. Adeniyi Bull. Chem, Soc, Ethiop, 21(1) 135-140 (2007).
- [79] D.E. Nicodem, C.L.B. G, R.J. Correa; marine chemistry 63. 93-104 (1998).
- [80] Nelson, W.L, « Petroleum Refinery Engineering », 4th Edition. Mc Graw- Hill (1958).
- [81] Rapport de Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie « Enjeux, contextes et définitions » Collectif 07, juin (2012).

- [82] Aenny Giraudeau, « Hygiène et sécurité du travail », n° 205, pp. 83-96 **(2006)**.
- [83] A. Tiberghent, « Notion d'hygiène professionnelle et industrielle », Edition 777 **(2007)**.
- [84] C. Bernard « Ergonomie, hygiène et sécurité », Edition: EHST Marseille d'ergonomie **(2004)**.
- [85] Stephanie Moreau, « Patty's industrial Hygiene and Toxicology » 3rd revised Edition, Respiratory protection devices, chapter-21 (p. 993-1057), **(1984)**.
- [86] Alexis Baumes « Les ambiances et le travail » Edition ED 697, **(2003)**.
- [87] Charles Beaudry « Gestion de danger », Commission de la santé et de la sécurité du travail Septembre **(1983)**.
- [88] Daniel Gagne, Normand Duhaime « Fundamentals of industrial hygiene, national safety council » 2nd Edition respiratory protective equipment, chapter 23 (p. 709-756), **(1984)**.
- [89] T.J. Nelson, in « Encyclopédie de sécurité et de santé au travail », Ed. J.L. Stellman, BIT, Genève, p.31.23, **(2000)**.
- [90] A. Schietecatte et J. Malchaire, « Evaluation de la méthode de prévention dans le cadre d'un projet de réorganisation, Médecine du Travail et Ergonomie » 41 : 43-48 **(2004)**.
- [91] J. Triolet, M. Mairesse, « Hygiène et sécurité du travail, Manipulations dans les Laboratoires », N° 173, 4e trimestre **(1998)**.
- [92] F. Testud, « Pathologie toxique en milieu de travail », Ed. Lacassagne et Eska, 2ème édition **(1998)**.
- [93] G. Magniez, « prévention des accidents de travail et des maladies professionnels », ED790 **(2005)**.
- [94] R. R. Lauwerys, « Toxicologie et intoxications professionnelles », Ed. Masson, 4ème édition **(1998)**.
- [95] Guy Gautret, « Guide du risque chimique : identification, évaluation et maîtrise », 4e édition **(2006)**.
- [96] L. Rahmani, « Institut de prévention des risques professionnels IPRP/HSE » **(2008)**.
- [97] Lafitte - Vigordane, « Analyse de risques de glissade » Référence : 08RE741, avril **(2009)**.
- [98] Distribec et Sala, « Encombrement et risque de glissade » p 45 juin **(2006)**.
- [99] NILAM : service de l'action antimines, « sécurité et santé au travail : risque de glissade », Première édition 1er octobre **(2001)**.

- [100] André Cano, « réseaux de veille et de prévention des risques de glissades » n° ISSN, février (2006).
- [101] Jean-Pierre Limousin « Guide PME/PMI santé et sécurité au travail » Edition (2010).
- [102] Hewlett-Packard « Sécurité et ergonomie du poste de travail » Deuxième édition référence du document : 297660-052, Septembre (2002).
- [103] R. Corwin, « L'évaluation des risques électriques » PP. 127-145, (1990).
- [104] M. Brouks, « la prévention des accidents industriels majeurs », PP. 226-249, (1993).
- [105] Henri Aussel, Patrick Ferry, Cram Bourgogne « incendie et lieu de travail, prévention et lutte contre le feu » Édition INRS ED 990, décembre (2007).
- [106] T. Athuyt, « Conception des locaux de travail : risque d'incendie » ED 2411 INRS janvier (2005).
- [107] Nathalie Surdel, « Incendie et lieu de travail », ED 789 INRS (2004).
- [108] D. Cluzel et P. Chardot, « sécurité incendie » ED. Eyrolles (1982).
- [109] Richard Whitehead, « Les outils de protection contre les feu » ED slide 2 octobre (2005).
- [110] Dieter Schmitter, «Risque de manutention » Référence: 44018.f 1re édition: février (2002).
- [111] A.Train « sécurité et levage guide de l'usager» , P 56 (1990).
- [112] Anjou « Association paritaire pour la santé et la sécurité du travail, levage et manutention, guide de prévention » P 114 (1994).
- [113] Boivin,Gilles, « Lexique des appareils de levage « » ED sainte-foy P 70, (1996).
- [114] Clotier, Marc, « Levage,maintenance préventive « » ED sainte-foy P 75, (1996).
- [115] Brulotte et Coll, « notions de prévention en santé et sécurité au travail : protection individuelle » P 190 Montréal (1989).
- [116] S. Hamilton, « Centre canadien d'hygiène et sécurité au travail » protection collective série B, P16 (1990).
- [117] Documentation sur l'équipement employé pour l'analyse de pétrole de Béjaia.
- [118] documentation sur la détermination de la teneur en eau et sédiments BSW dans le pétrole brut.
- [119] Documentation sur les méthodes d'analyses de pétrole « tension de vapeur ».
- [120] Documentation sur le dosage des chlorures par potentiométrie dans le pétrole brut.
- [121] Documentation sur la détermination de la teneur en soufre total dans le pétrole brut.

[122] Documentation sur les limites contractuelle du pétrole brut au niveau de sonatrach de Béjaia.

[123] Akdim. A. manuel de recommandation en HSE. Ed. Madani **(2015)**.

[124] Photo prise au niveau de laboratoire de sonatrach le 23 mars 2015 à 10.00 h.

[125] Photo prise au niveau de laboratoire de sonatrach le 25 mars 2015 à 15.00 h.

[126] Photo prise au niveau de laboratoire de sonatrach le 27 mars 2015 à 8.30 h.

[127] Photo prise au niveau de laboratoire de sonatrach le 28 mars 2015 à 15.30 h.

[128] Photo prise au niveau de laboratoire de sonatrach le 29 mars 2015 à 11.00 h.

Titre : Analyse et caractérisation de pétrole brut

Résumé

Depuis le début de l'ère industrielle, le pétrole a été massivement utilisé comme combustible pour la production d'énergie.

L'objectif de ce travail est la caractérisation physico-chimique du pétrole brut Algérien. D'après des tests effectués, nous avons constaté que le brut Algérien est classé parmi les pétroles légers, vu ses propriétés (la densité, ...).

Afin de détecter d'éventuels métaux lourds, nous avons caractérisé notre échantillon en utilisant UV-Visible et IR, les résultats ont montré l'absence de métaux lourds.

Au cours de la manipulation, des risques peuvent apparaître ce qui nécessite des mesures préventives de base en tenant compte sur le sens d'hygiène et sécurité industrielle.

Mots clés : Hydrocarbures, Système Pétrolier, pétrole brut, analyse de pétrole, contrôle de qualité de pétrole, caractéristique physique de pétrole, hygiène industrielle.

Annexe d

Hygiène et Sécurité dans le milieu industriel

IV.1. Historique

Au début du 18^{ème} siècle et avec l'apparition de la révolution industrielle qui s'est manifestée en Angleterre, notamment après l'invention de la machine à vapeur, beaucoup de fabriques ou d'usines ont vu le jour et l'homme qui s'est intéressé jusque-là surtout au travail de la terre, métiers traditionnels et à la pêche s'est précipité sans aucun retard à la recherche d'un nouveau travail pour lui : travail dans l'industrie.

Ce travail qui lui a épargné la pauvreté et la souffrance et lui a offert la richesse et le bonheur d'un côté, l'a souvent, de l'autre exposé à des dangers redoutables, pour sa santé ainsi que pour l'entreprise qui l'emploie.

Pour prévenir ces dangers et se protéger contre leurs conséquences fâcheuses, l'homme tout en profitant de l'évolution des sciences et notamment les sciences médicales cela permet la naissance d'une science dite « hygiène industrielle et sécurité de travail ». [82]

IV.2. Sécurité industrielle

La sécurité industrielle est une science qui a pour objet l'étude des dangers résultant des activités humaines et des moyens de combattre ces dangers.

Elle consiste à protéger l'homme ainsi que l'entreprise contre les risques professionnels qui débouchent souvent soit sur des accidents du travail, des maladies professionnelles, ou des catastrophes technologiques.

Elle sert aussi à :

- ❖ Identifier et d'évaluer les facteurs des risques professionnels ;
- ❖ Procéder à des métrologies des contraintes et des facteurs de risques professionnels ;
- ❖ Proposer et de mettre en œuvre des actions de prévention technique ;
- ❖ Contrôler la conformité des équipements et de gérer les risques professionnels. [83]

IV.3. Hygiène industrielle

On peut définir l'hygiène industrielle comme la reconnaissance (dépistage, identification et inventaire), l'évaluation et la maîtrise des facteurs chimiques, physiques ou biologiques qui représentent une charge pour la santé dans l'environnement de travail.

L'hygiène industrielle a pour but la maîtrise des facteurs qui peuvent représenter une charge pour la santé des travailleurs à court ou long terme, empêcher ainsi l'apparition de maladie professionnelle.

Les mesures effectuées dans le cadre de l'hygiène industrielle doivent permettre :

- ❖ D'assurer le bien-être des travailleurs grâce à une amélioration des conditions de travail.
- ❖ d'augmenter la satisfaction et la motivation des travailleurs, ce qui immanquablement, aura une répercussion sur l'absentéisme.
- ❖ d'éviter l'apparition de maladies professionnelles et donc d'éviter un absentéisme de plus longue durée, ainsi que la nécessité d'un reclassement éventuel des travailleurs atteints. [84]

IV.4. Les dangers professionnels dans l'industrie

Le domaine de la sécurité industrielle dans l'entreprise algérienne n'est pas encore développé il demeure négligé aussi bien par les responsables que par les employés ce qui a favorisé la prolifération des dangers professionnels qui sont toujours à l'origine de lourdes conséquences « accident de travail, maladies professionnels, catastrophes technologiques »

IV.5. Les risques professionnels

Le risque professionnel c'est la situation dans un lieu et dans un temps donnée conduisant à la dégradation partielle ou totale de l'état de santé du personnel et / ou l'état du patrimoine dans un milieu industriel.

Désigne l'éventualité d'un événement aléatoire dommageable pour la santé physique de l'homme ou susceptible d'affecter le patrimoine de l'entreprise. Le risque survient de façon inattendue et brutale.

Les risques professionnels sont classés en huit catégories :

- ❖ Les risques chimiques « dues aux produits chimiques dangereux » ;
- ❖ Les risques de glissade et de chute ;
- ❖ Les risques électriques « dus à l'électricité ou énergie électrique » ;
- ❖ Les risques d'incendie et d'explosion ;
- ❖ Les risques de manutention ;
- ❖ Les risques mécaniques « dus aux machines et installations mécaniques » ;
- ❖ Les risques d'irradiation « dus aux rayonnements ionisants et / ou non ionisants » ;
- ❖ Les risques de soudage. [85]

IV.6. Ambiances de travail

L'ambiance de travail c'est l'environnement physique et / ou chimique dans lesquels se déroule le travail. Elle a une grande influence sur l'état de la santé de l'homme ainsi que les équipements et les infrastructures ce qui permet de diminuer la quantité et la qualité de la production.

Les ambiances de travail sont :

- ❖ L'ambiance toxique (les gaz, les vapeurs, les poussières chimiques) ;
- ❖ L'ambiance poussiéreuse (les poussières physiques particulièrement) ;
- ❖ L'ambiance bruyante (le bruit, le son) ;
- ❖ L'ambiance thermique (la chaleur, le froid, l'humidité) ;
- ❖ L'ambiance lumineuse (l'éclairage, la lumière). [86]

IV.7. La gestion du danger

Pour gérer efficacement les dangers professionnels, il faut procéder à des analyses approfondies, complètes et détaillées qui touchent les lieux de travail, les moyens de production, les procédés de fabrication, les matières premières, les sources d'énergie...

Il faut tout d'abord détecter les dangers, les identifier, les estimer et enfin prendre les mesures nécessaires pour les supprimer pour la protection collective et individuelle dans la mesure de possible. [87]

IV.8. Prévention

Pour pouvoir prévenir les dangers professionnels et par conséquent se protéger contre les conséquences qu'ils peuvent entraîner, il faut :

- ❖ Bien connaître le travail et les problèmes qu'il engendre ;
- ❖ Respecter scrupuleusement les consignes et les directives de sécurité ;
- ❖ Se plier aux règlements d'hygiène et de sécurité ;
- ❖ Utiliser les moyens de protection collective et individuelle ;
- ❖ Supprimer les conditions dangereuses ;
- ❖ Veiller à la discipline sur les lieux de travail ;
- ❖ Discuter les questions de sécurité avec les professionnels. [88]

IV.9. Les conséquences des dangers professionnels

Les conséquences des dangers professionnels sont: les accidents du travail, les maladies professionnelles et les catastrophes technologiques. Les accidents du travail et les maladies professionnelles touchent l'homme, les catastrophes technologiques touchent à la fois l'homme et les biens.

Pour lutter contre un danger professionnel, il faut disposer des moyens nécessaires afin d'éradiquer le danger, la démarche juste et la composante des trois approches suivantes :

- ❖ Les moyens techniques ;
- ❖ Les moyens pédagogiques ;
- ❖ Les moyens psychologiques. [89]

IV.10. L'hygiène et sécurité au niveau du laboratoire de Sonatrach Béjaia

Sonatrach est la compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivées. Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays.

Elle est présentée dans plusieurs projets avec différents partenaires en Afrique, en Amérique Latine et en Europe. Depuis sa création, Sonatrach a réussi à acquérir une forte capacité d'intégrer les nouvelles technologies, à asseoir une présence prouvée et fiable sur les marchés internationaux des hydrocarbures liquides et gazeux et à capitaliser son expérience du partenariat avec les compagnies internationales de tailles et d'origines géographiques différentes.

IV.10.1. Laboratoire

Le laboratoire de contrôle effectue les analyses des produits pétroliers lors de traitement du pétrole brut. Ces analyses sont réalisées pour vérifier la conformité des produits ou spécifications données et détecter les anomalies de fonctionnement de process pour optimiser les paramètres ainsi pour contrôler la qualité des hydrocarbures arrivés. [90]

IV.10.2. Les analyses effectuées au niveau de laboratoire

- ❖ La densité ;
- ❖ La TVR (Tension de Vapeur Reid) ;
- ❖ La salinité ;
- ❖ La teneur en eau et sédiments (BSW) ;
- ❖ La teneur en soufre.

IV.11. La sécurité dans le laboratoire

Les échantillons à analyser et les réactifs qui sont utilisés au cours des analyses de pétrole brut au laboratoire sont, à l'exception de quelques exemples, des produits

inflammables ou toxiques par conséquent, ce qui nous renseigne sur le type d'ambiance approprié pour la caractérisation physico-chimique des hydrocarbures.

En cas général, les produits pétroliers et les solvants organiques s'enflamment aisément et par conséquent, ils doivent être isolés de toutes sources d'ignition. Donc les méthodes d'analyse effectuées au niveau du laboratoire pour détecter les anomalies retrouvées dans les caractéristiques du pétrole brut indiquent une ambiance toxique avec la présence des risques chimiques, mécanique, glissade, d'incendies et d'explosion. [91]

IV.12. Ambiance toxique

L'ambiance toxique est caractérisée par l'emploi des substances chimique nuisible, irrespirable provoquant ainsi la détérioration du corps humain par exemple dans le cas de laboratoire en utilisant ainsi un produit chimique qui est le toluène. C'est un hydrocarbure liquide proche du benzène considéré comme un produit toxique provoque ainsi des maladies cancérigènes. [92]

IV.13. Ambiance thermique

C'est une ambiance qui dépend de l'état du milieu dont le cas de la présence d'une chaleur, froid ou humidité et qui peuvent influe négativement sur le comportement moral et physique des travailleur par exemple dans le cas de laboratoire DRGB « direction régionale de Béjaia » on remarque que tous les fenêtres sont ouvert donc il y a un excès d'aération surtout en présence des produits chimique ce qui facilite la respiration et ne gêne pas le déroulement du travail.

Malgré l'existence de la haute, mais la création d'une aération naturelle est importante car le pétrole a une odeur permettant ainsi d'engendrer des troubles respiratoire et des malaise. [93]

Prévention

- ❖ En remplacement les équipements sources de chaleur ou de froid par d'autre moyens faisant appel à des technologies différents ;
- ❖ En procédant à de nouveaux agencement des équipements et locaux de travail (exemple : l'éloignement des équipements des zones ou s'exerce l'activité des opérateurs) ;
- ❖ Ventiler et purger au besoin. [94]

IV.14. Les risques associés au niveau de laboratoire

IV.14.1. Risque chimique

C'est une action engendrée par des produits chimiques dangereux, nocifs, toxiques ou des systèmes chimiques ainsi que des installations utilisant des produits chimiques qui touchent le patrimoine autrement dit ; ce sont des conséquences générées par des situations encaissantes.

Le risque lié à l'exposition à une substance chimique dangereuse dépend des facteurs suivants :

- ❖ Caractéristiques intrinsèques du produit « réactivité » ;
- ❖ Concentration du produit ;
- ❖ La voie d'inclusion ;
- ❖ Le temps d'exposition. [95]

IV.14.1.1. Conséquence

IV.14.1.1.1. Accident de travail

Dans le cas de laboratoire de sonatrach la nature du produit à analyser, est de forme liquide « pétrole brut » et qui peuvent soumise directement en contact avec la peau ou être absorbé par le corps d'une part, d'une autre part peuvent former des brouillards par pulvérisation qui peuvent être inhalés.

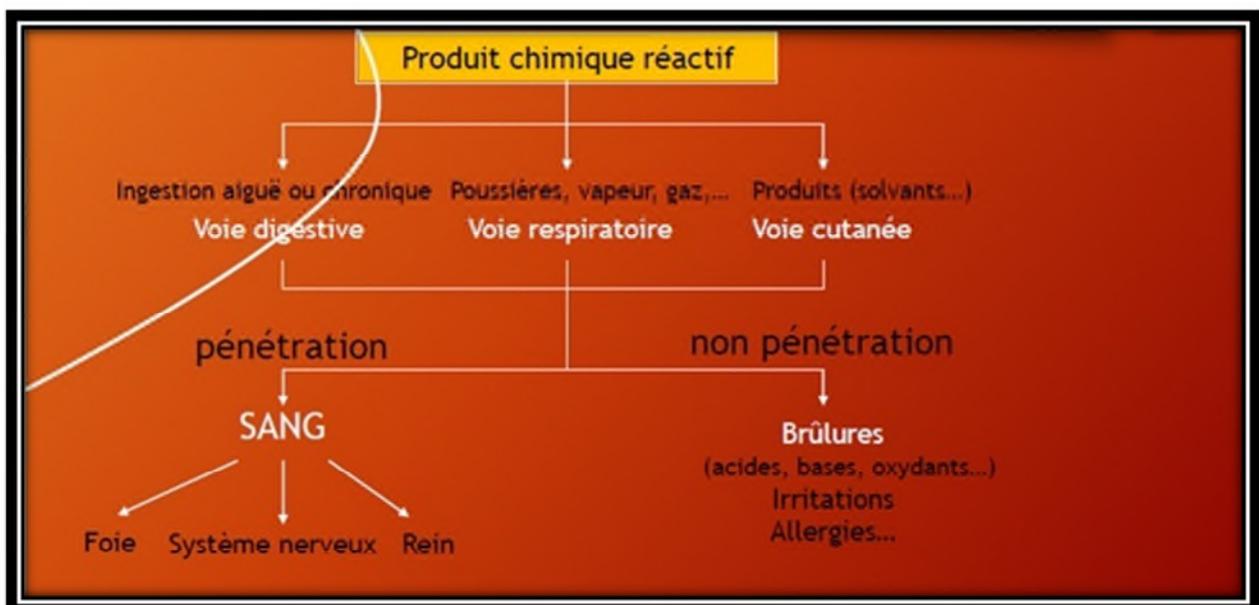


Figure IV.1 : Produits chimiques réactifs. [96]

IV.14.1.1.2. Les produits chimiques employés peuvent provoquer

- ❖ Des lésions cutanées ;
- ❖ Irritation pour les voies respiratoires par inhalation des vapeurs ;
- ❖ Allergies ;
- ❖ Eczémas ;
- ❖ Des brûlures en contact avec la peau ;
- ❖ Des ulcérations.

Pour les catastrophes technologiques, les produits chimiques employés peuvent causer les incendies et d'explosion.

IV.14.1.1.3. Prévention

- ❖ Assurer une ventilation appropriée ;
- ❖ Porter une protection appropriée pour le corps, la tête et les mains. Porter des lunettes de protection ;
- ❖ Ne pas fumer pendant la manipulation du produit surtout dans le cas des hydrocarbures ;

IV.14.1.1.4. Indications générales

- ❖ Ne jamais donner à boire, ni provoquer des vomissements en cas de perte de connaissance ;
- ❖ Inhalation

Transporter la personne à l'air libre. Si le malaise persiste, recourir à l'assistance d'un médecin.

- ❖ Contact avec la peau

Laver à grande eau. Retirer les vêtements contaminés.

- ❖ Yeux

Laver à grande eau « durant 15 minutes au minimum », en gardant les paupières soulevées.

Recourir à l'assistance d'un médecin.

- ❖ Ingestion

Boire beaucoup d'eau. Eviter de vomir « il existe des risques de perforation ». Recourir immédiatement à l'assistance d'un médecin. Lavage d'estomac. [96]

Tableau IV.1 : Fiches internationales de sécurité chimique. [96]

Types de risques/ expositions	Risques/ symptômes aigus	Prévention	Premier secours/ agents d'extinction
Incendie	Combustible.	Pas de flammes nues.	Poudre, eau pulvérisée, mousse, dioxyde de carbone.
Explosion	Les particules finement dispersées forment des mélanges explosifs dans l'air.	Eviter le dépôt de poussières; système en vase clos, équipement électrique et éclairage protégés contre les explosions.	
Contact physique		Eviter la dispersion de poussière évitée tout contact	
Inhalation	Toux. respiration difficile.	Aspiration locale ou protection respiratoire.	Air frais, repos. respiration artificielle si nécessaire. consulter un médecin.
Peau	Rougeur.	Gants de protection. vêtements de protection.	Retirer les vêtements contaminés. rincer et laver la peau abondamment à l'eau et au savon.
Yeux	Rougeur. douleur. troubles de la vue.	Lunettes de protection fermées.	Rincer d'abord abondamment à l'eau pendant plusieurs minutes (retirer si possible les lentilles de contact), puis consulter un médecin.

Ingestion	Vertiges. maux de tête. nausées. essoufflement. convulsions. vomissements. tintement d'oreilles.	Ne pas manger, ne pas boire ni fumer pendant le travail. se laver les mains avant de manger.	Rincer la bouche. faire vomir (seulement les personnes conscientes). consulter un médecin.
------------------	--	---	---

IV.14.2. Risque de glissade

Les chutes des personnes représentent plus de 20% des accidents du travail. Elles sont consécutives à une perte d'équilibre et entraînent un contact violent du corps avec le sol ou un objet se trouvant sur le trajet de la chute, chute a plain-pied sont très fréquentes dans toutes les entreprises et peuvent occasionner des lésions irréversibles. [97]

IV.14.2.1. Profession expose

Toutes les professions sont concernées par la chute a plain-pied mais certaines plus que d'autre parmi les situations à risques citons :

- ❖ L'encombrement des accès et des issues dans les bâtiments ;
- ❖ La présence d'une substance huileuse des lubrifiants des matières grasses ;
- ❖ Le non conformités des chaussures et les tenues ;
- ❖ L'état de santé de personnel ;
- ❖ La nature du sol ;
- ❖ Le déplacement dans les environnements mal éclairé ;
- ❖ Le personnel exerçant des activités de manutention manuel ou mécanisées.

Dans le cas de laboratoire de sonatrach on a remarqué plusieurs facteurs qui peuvent causés de glissades :

- ❖ La dalle de sol qui un peu plus lustrer polir elle n'est pas adapter avec le milieu de travail, et peut cause de glissades et de chute a plain-pied ;
- ❖ Zone étroite et encombrante, présence d'objet sur le sol exemple des petits bacs de stockage de pétrole ;
- ❖ Lors que le milieu est chimique donc il y a une présence des huiles et des matières grasses des lubrifiants qui peut aussi cause de glissades. [98]



Figure IV.2 : Encombrement créé par la présence des petits bacs de pétrole. [124]

IV.14.2.2. Conséquences

IV.14.2.2.1. Accidents de travail

Les conséquences corporelles des chutes pour les salariés sont des accidents du travail.

- ❖ Le siège des lésions est variable : tête, yeux, membre supérieur, tronc, membre inférieur, localisations multiples, lésions internes. Les lésions sont le plus souvent cutanées et/ou ostéoarticulaires ;
- ❖ Les lésions sont de gravité variable allant de la contusion simple à l'amputation par chute sur un objet contondant en passant par les plaies, les écrasements, les entorses, les luxations, les fêlures, les fractures, les lumbagos, les noyades. [99]

IV.14.2.2.2. Prévention

Il existe deux moyens de protéger les salariés des risques de glissades :

- ❖ rendre le sol antidérapant (protection collective) ;
- ❖ imposer le port de chaussures antidérapantes (protection individuel) ;
- ❖ Aussi enlevé tous les choses non intéressantes encombrantes le couloires est les salles (les boquait des plantes le tronc d'herbe au niveau du couloir) ;
- ❖ Nettoyer le sol de la salissure (les huiles les métiers grosse, lubrifiants) ;
- ❖ Mettre des plaques de signalisation de risque de glissade. [100]

IV.14.3. Risque électrique

Le danger réside pour l'homme dans le passage d'un courant entre deux points de son corps.

Il est à retenir que le danger électrique réside principalement dans :

- ❖ Le contact direct : ou le corps d'une personne se trouve entre une partie active du matériel ou des équipements ;
- ❖ Le contact indirect : ou le corps d'une personne avec des masses mises accidentellement sous tension. Il faut retenir que le potentiel de la tension de défaut est dangereux pour l'homme à partir de 24V. [101]

IV.14.3.1. Les Conséquences

IV.14.3.1.1. Effet du courant continu

La avec l'alternatif est l'excitation deux à trois fois plus élevée des muscles. Au-dessus de 300 mA, l'inconscience se produit fréquemment.

- ❖ A 130 mA => seuil de fibrillation cardiaque ;
- ❖ A 200 mA => seuil de perception.

IV.14.3.1.2. Effet courant alternatif

- ❖ Ce risque peut causer des lésions ou la mort par le choc électrique ou brûlures ;
- ❖ Il ne faut pas confondre l'électrisation avec l'électrocution ;
- ❖ Electrocutation => mort probable.

IV.14.3.1.3. Effets sur le corps humain

Le courant électrique est dangereux à partir de 20 mA qui peuvent causer :

- ❖ Le blocage musculaire ;
- ❖ La fibrillation ventriculaire ;
- ❖ Les effets thermiques.



Figure IV.3 : Effets du courant alternatif sur le corps humain. [102]

Une installation électrique doit être en mesure d'assurer la protection des conducteurs, des équipements, et des personnes.

IV.14.3.2. Les organes de protection

Différents organes de protection sont disponibles :

- ❖ Le fusible ;
- ❖ Le disjoncteur ;
- ❖ Le dispositif différentiel à courant résiduel (DDR).

Le fusible : est un objet qui a pour rôle d'assurer la sécurité d'une installation.

Le disjoncteur a pour vocation la protection des conducteurs et des équipements, il remplace de plus en plus le fusible, en particulier parce qu'il ne se détruit pas lors de l'ouverture du circuit. [103]

IV.14.3.3. Prévention

- ❖ Il est recommandé de manipuler un câble en service qu'avec des gants isolants ;
- ❖ L'appareillage et les installations électriques, des normes strictes doivent être respectées pour éviter...
- ❖ Si cela arrive, des systèmes de sécurité très rapides coupent le courant ;
- ❖ Pour autant, la protection n'est jamais totale Conduite à tenir en cas d'électrisation.

L'électrisation est toujours un accident grave. Même si la victime Semble aller bien, il faut :

- ❖ Protéger : débrancher l'appareil défectueux, ou mieux couper le courant, sinon, empêchés les autres d'approcher ;
 - ❖ Premiers secours : alerter les secours ;
 - ❖ Selon l'état de la victime ;
 - ❖ Si la victime est consciente, l'installer dans la position ou elle se sent le mieux (par défaut allongée) et la surveiller ;
 - ❖ Si la personne est inconsciente et respire, on applique la méthode de (PLS) ;
 - ❖ Si la personne ne respire pas, effectuer la réanimation cardio –pulmonaire « RCP ».
- [104]

IV.14.4. Risque d'incendie et d'explosion

IV.14.4.1. Incendie

C'est une combustion qui s'effectue par une réaction chimique de combustion, exothermique, qui a lieu lorsque 3 éléments sont réunis :

Combustible: corps qui brûle. Composés du carbone et de l'hydrogène.

Comburant: corps qui, mirent en présence d'un combustible, entretient la combustion.

Énergie d'activation: énergie nécessaire au démarrage de la combustion. [105]

IV.14.4.2. Explosion

Une explosion c'est la transformation rapide d'un système matériel donnant lieu à une fore émission de gaz, accompagnée éventuellement d'une émission de chaleur importante.

L'explosion est une réaction brusque d'oxydation ou de décomposition entraînant une élévation de température, de pression ou les deux simultanément. [106]

IV.14.4.2.1. Les conditions à remplir pour une explosion

- ❖ La présence d'un comburant ;
- ❖ La présence d'un combustible ;
- ❖ La présence d'une source d'inflammation ;
- ❖ Un combustible sous forme gazeuse, d'aérosol ou de poussières ;
- ❖ L'obtention d'un domaine d'explosivité c'est-à-dire a l'intérieur duquel les explosions sont possible « suspension » ;
- ❖ Un confinement suffisant.

IV.14.4.2.2. Causes d'incendies et d'explosion

Il existe quatre principales causes pouvant ainsi provoqué des risques d'incendies et d'explosion qui sont :

- ❖ Cause thermique ;
- ❖ Cause électrique ;
- ❖ Cause mécanique ;
- ❖ Cause physique ;
- ❖ Cause humain.

Ce qui nous s'intéresse ce sont les causes chimiques qui sont due généralement à :

- ❖ La présence des produits chimiques explosifs ;
- ❖ Frottements répétés ou mauvaises conditions de stockage ;
- ❖ La présence d'autres produits carburants avec la matière grasse qui peuvent être une source d'inflammation qu'on les appelle « l'autooxydation ». [107]

IV.14.4.2.3. Mesures de lutte contre l'incendie

- ❖ Si possible, arrêter le débit gazeux ;
- ❖ S'éloigner du récipient et le refroidir avec de l'eau depuis un endroit protégé ;
- ❖ Continuer à arroser à l'eau depuis un endroit protégé, jusqu'à ce que le récipient soit froid ;
- ❖ Ne pas éteindre une fuite de gaz enflammée, sauf si absolument nécessaire car une réinflammation spontanée et explosive peut se produire ;
- ❖ Eteindre les autres feux ;
- ❖ Dans les espaces confinés utiliser un appareil respiratoire autonome ;
- ❖ Evacuer la zone ;
- ❖ Assurer une ventilation d'air appropriée ;
- ❖ Eliminer les sources d'inflammation ;

La prévention du risque d'incendie consiste principalement à :

- ❖ Supprimer les causes de déclenchement d'un incendie « actions sur les sources d'ignition et les produits combustibles » ;
- ❖ Limiter l'importance des conséquences humaines et matérielles « une détection efficace permet d'intervenir à temps pour l'évacuation des personnes et pour « l'attaque » du début de l'incendie. [108]

IV.14.4.2.4. Les moyens de combattre un feu

- ❖ Extincteur ;
- ❖ Robinet d'incendie armé ;
- ❖ Poutre d'incendie ;
- ❖ Les bouches d'incendies ;

- ❖ Les issus de secours ;
- ❖ L'organisation d'un plan ORSEC « organisation de secours ». [109]

IV.14.5. Risques de manutention manuelle

Dans les entreprises La manutention est une opération indétournable qui peut causer des risques et provoquer des accidents de travail.

On entend par manutention manuelle, toute opération de transfert ou de soutien d'une charge dont le levage, la poussée, la traction, le port ou le déplacement exige l'effort physique d'un ou de plusieurs travailleurs. [110]

IV.14.5.1. Risque dû à la manutention

La manutention peut engendrer plusieurs risques qui sont :

- ❖ Le risque de lésion de la colonne vertébrale consiste en ce que de petits fragments du noyau discal pénètrent dans les anneaux fibreux concentriques qui entourent le noyau discal ; cette présence de fragments entraîne des douleurs dorsales ;
- ❖ Affections péri-articulaires provoquées par certains gestes et postures de travail ;
- ❖ Lésions chroniques du ménisque ;
- ❖ Affections chroniques du rachis lombaire provoquées par la manutention manuelle de charge lourde ;
- ❖ Ecrasement des mains et des pieds par suite de chute d'un objet lourd ;
- ❖ Les coupures, les amputations des doigts par suite de la manutention des objets ayant des arêtes vives ;
- ❖ Les irritations et corrosions de la peau ;
- ❖ Les chutes en avant lors de la manipulation d'objets encombrants gênant la visibilité ;
- ❖ La rachialgie (crampes) par suite de mouvements d'élévation, de torsion, flexion du tronc ou d'extension du cou qui se manifeste par des douleurs vives au niveau de la colonne vertébrale ;
- ❖ La lordose colonne vertébrale courbé vers l'avant ;
- ❖ La scoliose colonne vertébrale courbé vers le côté. [111]

IV.14.5.2. Facteurs aggravant

IV.14.5.2.1. Facteurs liés à la charge

- ❖ Poids, taille et la forme de la charge ;
- ❖ Charge située en hauteur ou à déposer en hauteur.

IV.14.5.2.2. Facteurs liés aux locaux de travail

- ❖ Espace de travail exigu ;
- ❖ Sol encombré. ;
- ❖ Sol en mauvais état ;
- ❖ Sol glissant.

IV.14.5.2.3. Facteur d'ambiance

- ❖ Ambiance froide (entrepôt frigorifique) ;
- ❖ Ambiance chaude (fonderie) ;
- ❖ Intempéries.

IV.14.5.2.4. Facteurs organisationnels

- ❖ Cadence rapide ;
- ❖ Gestes répétitifs ;
- ❖ Travail dans l'urgence ;
- ❖ Travail posté ;
- ❖ Travail de nuit. [112]

IV.14.5.3. Prévention

Des mesures simples et efficaces existent pour manutentionner en sécurité, tel que :

- ❖ Mécaniser les tâches difficiles. Lorsque la manutention manuelle ne peut être évitée. Des moyens doivent être mis à la disposition des travailleurs de façon à limiter l'effort physique et à diminuer les risques ;
- ❖ Modifier les procédés et les méthodes de travail en allégeant les charges ;
- ❖ Aménager les postes et espaces de travail et éviter leur encombrement ;
- ❖ Organiser le travail sous forme d'équipes rotatives ;
- ❖ Former et informer le personnel sur les techniques de manutention ;
- ❖ Equiper le personnel avec des moyens de protection individuel. [113]

IV.14.5.4. Consignes pour les manutentions manuelles

Il existe des techniques et des méthodes que le personnel doit connaître et appliquer pour opérer une manutention manuelle dans les meilleures conditions sans efforts anormaux ou contre indiqués. Dans tous les cas :

- ❖ Ne pas transporter ou lever d'objets dont le poids n'est pas en rapport avec la force physique du travailleur (se faire aider ou utiliser un accessoire de manutention) ;

- ❖ Ne jamais surcharger un engin de transport ou de manutention ;
- ❖ Les pieds doivent encadrer la charge ;
- ❖ Le centre de gravité, homme et charge, soient superposés ;
- ❖ La colonne vertébrale doit être correctement fixée (dos plat) ;
- ❖ Faire travailler les muscles des cuisses ;
- ❖ Ni fléchir, ni tirer sur les bras ;
- ❖ Bouger la charge si elle n'est pas connue par le travailleur, puis de la soulever tranquillement, cela évite les contrecoups que cela pourrait occasionner ;
- ❖ Prendre un appui respiratoire avant chaque effort ;
- ❖ Avant d'effectuer une manutention, vérifier l'état du sol et le dégagement des passages ;
- ❖ Empiler et caler correctement le matériel ;
- ❖ Ne jamais laisser tomber une charge sur le sol ;
- ❖ Ne pas utiliser un outil en mauvais état, sale, gras ou mal affûté ;
- ❖ Ranger soigneusement les outils lorsqu'ils ne sont pas utilisés et surtout Protéger les parties tranchantes ou piquantes. [114]

IV.15. Les équipements de protection individuelle

Lorsqu'il n'a pas été possible de supprimer un risque à la source, ou lorsque la mise en place d'une protection collective s'avère impossible ou entraîne des risques, le personnel devra disposer d'équipements de protection individuelle.

- ❖ Casque : Protection contre les chutes d'objets à partir d'un niveau supérieur ;
- ❖ Gants : Protection des risques de coupures, coincements, pincements...
- ❖ Chaussures de sécurité : Protection contre les chutes d'objets manutentionnés sur les pieds ou contre la perforation de la semelle par des objets pointus et coupants
- ❖ Ceinture de maintien lombaire ;
- ❖ Tablier pour se protéger des risques des projections sur le corps. [115]



Figure IV. 4: Casque de protection individuelle. [125]

IV.16. Les moyens de protection collective

Le travail dans des atmosphères ou espaces confinés nécessite des précautions particulières pour la santé et la sécurité des travailleurs.

Le risque provient de la présence fréquente des équipements ou d'installations qui gênent la circulation du personnel et engendrent l'encombrement comme dans le cas de laboratoire de sonatrach il y a une mauvaise organisation ce qui concerne la répartition des installations cela engendre un risque dans le cas d'incendie pour faire évacuer les victimes.

La présence de tout ça nécessite une protection collective par la présence des extincteurs qu'ayant utilisé pour toute classe de feu : A, B, C, D aussi le robinet d'incendie armé en cas d'incendie.

Par prévention les issues de l'espace confiné doivent permettre l'évacuation de tout le personnel se trouvant à l'intérieur.

- ❖ Les accès et les allées intérieures et extérieures du récipient doivent être dégagés et maintenus libres en tout moment ;
- ❖ Il est parfois nécessaire de prévoir des plates formes, des escaliers ou des échelles pour un accès facile et pour une éventuelle évacuation rapide en cas de danger. [116]



Figure IV.5 : Couverture ignifugé. [126]



Figure IV.6 : Extincteur. [127]

IV.17. L'identification de quelques anagrammes signalées dans la figure des produits chimiques



Figure IV.7 : Pictogramme indique une explosion.



Figure IV.8 : Danger général.



Figure IV.9 : Pictogramme présente un produit toxique.



Figure IV.10 : Dangereux pour l'environnement.



Figure IV.11 : Extrêmement inflammable.



Figure IV.12 : Matières inflammables ou haute température.

IV.18. Panneaux d'interdiction

Au niveau de laboratoire de sonatarch on remarque la présence d'un panneau d'interdiction qui empêche tout étranger de ne pas entrer sans permission a la salle d'analyse sauf les personnes concerné.

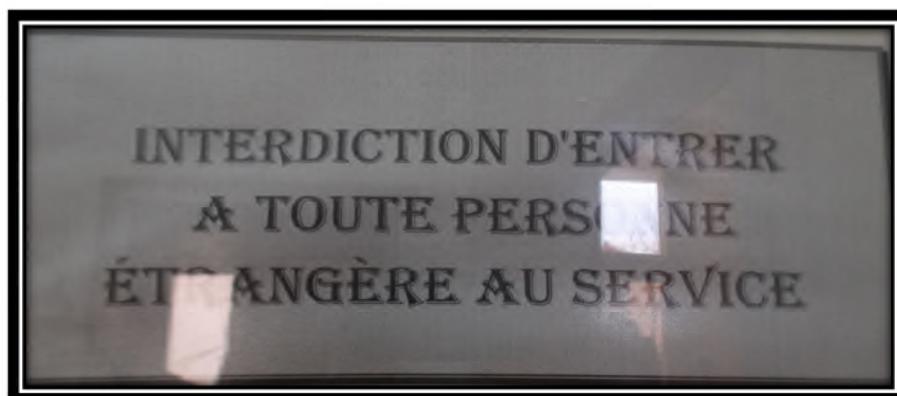


Figure IV.13: Panneaux d'interdiction.

Liste des Abréviations

API : American petroleum institue.

BSW : Teneur en l'eau et sédiment.

C : Carbone.

COT : La teneur en carbone organique.

d : Densité.

DRGB : Direction régionale de Béjaia ».

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

H : Hydrogène.

H/C : Le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène à celui du carbone.

IH : L'index d'hydrogène.

IR : Infra-rouge.

IRTF : Infra- rouge transformée de Fourier.

MO : Matière organique.

m : Mètre confidentiel.

mm : Milli mètre.

N : Azote.

O : Oxygène.

P : Poids.

T° : Température.

TVR : Tension de Vapeur Reid.

UV – visible : Ultra-violet-visible.

V : Volume.

TMB : Terminal marin Béjaia.