

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABBES LAGHROUR  
KHENCHELA

FACULTE DES SCIENCES & DE LA  
TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE INDUSTRIEL



جامعة عباس لغرور خنشلة

كلية العلوم و التكنولوجيا

قسم: الهندسة الصناعية

No. Réf. : .....

## *Mémoire de fin d'études*

*Pour l'obtention du diplôme de Master (LMD)*

*Option: Génie des Procédés et Environnement*

### *Thème*

*Suivi le contrôle de la qualité de Pétrole Brut par des  
analyses physico-chimiques au niveau de la Région du  
Transport par Canalisation (TRC/RTI)/In-Amenas*

*Réalisé par:*

*KHELIFI Khouloud*

*Directeur de Mémoire: Dr. Rafiaa KIHAL*

**Devant le jury:**

<b>Président:</b>	Dr. Khaled DJEFFEL	Université Abbes Laghrou khenchela
<b>Rapporteur:</b>	Dr. Rafiaa KIHAL	Université Abbes Laghrou khenchela
<b>Examineur:</b>	Dr. Safieddine BAHLOULI	Université Abbes Laghrou khenchela

**Année universitaire: 2022–2023**

# *Remerciement*

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

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

*Je présente mes grands remerciements à Dr. **KIHAL Rafiaa**, Maitre de conférences classe «A» à l'Université Abbes Laghrour Khenchela, d'avoir acceptée de m'encadrer et de suivre mon travail de près avec sa sérénité et sa rigueur scientifique et les conseils précieux qu'elle m'a fourni au cours de mon travail. Je lui remercie également pour la confiance et la compréhension qu'elle a toujours manifestées à mon égard.*

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

*Exprimer ma gratitude et mes remerciements à tout le personnel du SONATRACH d'In Amenas, et spécialement les ingénieurs et les techniciens de laboratoire d'analyse pour leur chaleureuse hospitalité et leur bon comportement, qui m'a permis de réaliser ce stage dans les meilleures conditions*

*Je remercie aussi tous les enseignants de Génie des Procédés de l'Université Abbes Laghrour Khenchela*

*Enfin, mes profonds remerciements à ma famille et à toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

# *Dédicace*

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

## *A MON CHER PAPA*

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

## *A MA CHERE MERE*

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

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

*A tous mes frères : OUSSAMA et MOUHAMED AYOUB, ma sœur : HIDAYA, à Mes chères tantes maternelle à mes chères copines KHADIDJA & KHAOULA je dédie ce travail dont le grand plaisir leur revient en premier lieu pour leur conseil, aides et encouragements.*

*KHELIFI Khouloud*

<b>Symbole</b>	<b>Abréviation</b>
<b>TRC</b>	Transport Régional par Canalisation
<b>RTI</b>	Région de Transport In-amenas
<b>GPL</b>	Gaz de Pétrole Liquéfié
<b>CDHL</b>	Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides
<b>CNDG</b>	Centre National de Dispatching Gaz
<b>ASTM</b>	American Society for Testing Material
<b>PCB</b>	Polychlorobiphényle
<b>HAP</b>	Hydrocarbures Polycycliques Aromatiques
<b>GEM</b>	Gaz Enrico Mattei
<b>GPDF</b>	Gaz Pedro Duran Farell
<b>EGPDF</b>	Expansion Gaz Pedro Duran Farell
<b>BSW</b>	Basic Sediment and Water
<b>TVR</b>	Tension Vapeur Reid
<b>API</b>	American Petroleum Institute

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<b>Tableau I.1</b>	Données techniques du réseau de transport	9
<b>Tableau I.2</b>	Données techniques du parc de stockage RTI	11
<b>Tableau II.1</b>	Variation de la nature du produit final en fonction de la température et de profondeur	19
<b>Tableau II.2</b>	Composition élémentaire des pétroles bruts	20
<b>Tableau II.3</b>	Composés sulfurés	23
<b>Tableau II.4</b>	Classification industrielle des pétroles bruts	25
<b>Tableau II.5</b>	Réserves prouvées de Pétrole	30
<b>Tableau II.6</b>	Production pétrolière en Algérie	30
<b>Tableau II.7</b>	Produites issus du fractionnement du Sahara Blend	36
<b>Tableau II.8</b>	Domaine d'utilisation des produits pétroliers	37
<b>Tableau III.1</b>	Equipements et produits chimiques utilisés dans les analyses	40
<b>Tableau III.2</b>	Données des échantillons	48
<b>Tableau IV.1</b>	Spécification de qualité des hydrocarbures liquides	52

Figure	Titre	Page
<b>Figure I.1</b>	Organigramme de la macrostructure de SONATRACH	2
<b>Figure I.2</b>	Différents schémas du réseau de transport par canalisation en Algérie	9
<b>Figure I.3</b>	Situation géographique de l'RTI	10
<b>Figure I.4</b>	Carte du réseau de transport de RTI	12
<b>Figure I.5</b>	Organigramme actuel de RTI	13
<b>Figure I.6</b>	Organigramme de laboratoire d'analyse de RTI	14
<b>Figure II.1</b>	Pétrole brut	16
<b>Figure II.2</b>	Schéma de formation des gisements de pétrole brut.	18
<b>Figure II.3</b>	Hydrocarbures pétroliers	22
<b>Figure II.4</b>	Composés azoté	23
<b>Figure II.5</b>	Composés oxygénés	24
<b>Figure II.6</b>	Structure des porphyrines	24
<b>Figure II.7</b>	Schéma de principe de processus de raffinage du pétrole brut	31
<b>Figure II.8</b>	Schéma de principe de distillation atmosphérique	32
<b>Figure II.9</b>	Schéma de principe de distillation sous vide	33
<b>Figure III.1</b>	Appareil GRABNER MINIVAP VPXpert	42
<b>Figure III.2</b>	Densimètre automatique et Passeur d'échantillons	44
<b>Figure III.3</b>	Titreur automatique et Poste de titrage	45
<b>Figure III.4</b>	Centrifugeuse et Bain thermostaté	46
<b>Figure III.5</b>	Analyseur du soufre	49
<b>Figure IV.1</b>	Variation de la tension de vapeur de pétrole brut en fonction du temps	53
<b>Figure IV.2</b>	Variation de la densité de pétrole brut en fonction du temps	54
<b>Figure IV.3</b>	Variation de la salinité de pétrole brut en fonction du temps	55
<b>Figure IV.4</b>	Variation du teneur en eau et sédiments de pétrole brut en fonctions du temps	56
<b>Figure IV.5</b>	Evolution de la teneur en soufre dans le pétrole brut en fonction du temps	57

<b>Titre</b>	<b>Page</b>
<i>Liste des abréviations</i>	<b>I</b>
<i>Liste des tableaux</i>	<b>II</b>
<i>Liste des figures</i>	<b>III</b>
<i>Introduction générale</i>	1
<b><i>Chapitre I: Présentation de la direction régional de transport In-Amenas</i></b>	
I.1. Introduction	2
I.2. Description de SONATRACH	2
I.2.1. Présentation de SONATRACH	2
I.2.2. Historique de SONATRACH	3
I.2.3. Missions de SONATRACH	3
I.2.4. Activités de SONATRACH	4
I.3. Organisation de l'activité Transport par Canalisation (TRC)	4
I.3.1. Description du réseau de transport	6
I.3.2. Consistance du réseau de transport	7
I.3.3. Centre de Dispatching	8
I.3.4. Règles de dénomination des canalisations	8
I.4. Description de la Direction régional de transport In-Amenas RTI	10
I.4.1. Situation géographique	10
I.4.2. Historique du champ de RTI	10
I.4.3. Description de réseau de transport de RTI	10
I.4.4. Missions de RTI	12
I.4.5. Organigramme de la région transport In-Amenas RTI	12
I.4.6. Laboratoire d'analyse RTI	13
I.4.7. Missions du service laboratoire	14
I.5 Conclusion	14
Références bibliographiques	15

<i>Chapitre II: Généralités sur le pétrole brut</i>	
II.1 Introduction	16
II.2 Définition du pétrole brut	16
II.3 Historique du pétrole	17
II.4 Formation des gisements du pétrole	17
II.4.1 Phase d'accumulation de la matière organique	17
II.4.2 Phase de migration et piégeage	19
II.5 Compositions du pétrole	20
II.5.1 Hydrocarbures	20
II.5.2 Composés organiques hétéro-atomiques	22
II.5.3 Composés organométalliques	24
II.6 Classifications du pétrole brut	24
II.6.1 Classification industrielle	24
II.6.2 Classification chimique	25
II.6.3 Classification technologique	25
II.7 Caractéristiques du pétrole brut	26
II.7.1 Densité	26
II.7.2 Viscosité	26
II.7.3 Tension de vapeur REID	27
II.7.4 Masse molaire	27
II.7.5 Teneur en soufre	27
II.7.6 Teneur en eau et sédiments	28
II.7.7 Teneur en sel	28
II.7.8 Point d'éclair	28
II.7.9 Point de trouble	28
II.7.10 Point d'écoulement	28
II.7.11 Point de congélation	29
II.8 Répartition de pétrole brut	29
II.8.1. Dans le monde	29

II.8.2. Dans l'Algérie	29
II.9 Procédés de raffinage du pétrole	30
II.9.1 Procédé de fractionnement	31
II.9.2 Procédé de transformation des coupes légères	33
II.9.3 Procédé de conversion	33
II.9.4 Procédé de traitement	34
II.9.5 Procédé annexes	34
II.10 Produits pétroliers	34
II.10.1 Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	34
II.10.2 Essence	34
II.10.3 Kérosène	35
II.10.4 Gazole	35
II.10.5 Fioul domestique	35
II.10.6 Fioul lourds	35
II.10.7 Lubrifiants	35
II.10.8 Bitumes	36
II.11 Quelle type de pétrole en Algérie ?	36
II.11.1 Produits issus du fractionnement du Sahara Blend	36
II.12 Utilisations du pétrole	36
II.13 Conclusion	37
Références bibliographiques	38
<i>Chapitre III: Matériels et méthodes</i>	
III.1 Introduction	40
III.2 Equipements et produits chimiques	40
III.3 Echantillonnage	41
III.4 Protocole d'échantillonnage	41
III.5 Paramètres de mesures physico-chimiques de pétrole brut	41
III.5.1 Détermination de la tension de vapeur Reid	41
III.5.2 Détermination de la densité	43

III.5.3 Détermination de salinité	44
III.5.4 Détermination du teneur en eau et sédiments	45
III.5.5 Détermination du teneur en soufre	47
III.6 Conclusion	50
Références bibliographiques	51
<i>Chapitre IV: Résultats et discussions</i>	
IV.1 Introduction	52
IV.2 Spécifications de qualité de pétrole brut	52
IV.3 Variation des paramètres de mesures physico-chimiques de pétrole brut	53
IV.3.1 Variation de la tension de vapeur Reid	53
IV.3.2 Variation de densité	54
IV.3.3 Variation de salinité	55
IV.3.4 Variation du teneur en eau et en sédiments	56
IV.3.5 Variation du teneur en soufre	57
IV.4 Conclusion	58
Références bibliographiques	59
<i>Conclusion générale</i>	60
<i>Résumé</i>	61

# *Introduction générale*

Le pétrole est devenu, à partir des années 50, la première source d'énergie dans le monde. Il satisfait plus de 30 % des besoins énergétiques. C'est la principale matière première des carburants qui alimentent les transports (voitures, camions, avions). C'est aussi une matière première utilisée par l'industrie de la pétrochimie pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne: matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, etc.

En effet, presque la totalité des pétroles bruts contiennent des impuretés d'origine non pétrolière, à savoir des particules solides et des sels dissous comme les chlorures de sodium, magnésium ,... etc. et aussi l'eau et les sédiments. Alors, le contrôle de la qualité de pétrole brut est devenu un objectif principal, car la mauvaise qualité de pétrole brut provoque des problèmes majeurs dans l'industrie pétrolière. C'est pour ça, on est obligé de faire un contrôle précis et rigoureux de la qualité de pétrole brut.

Cette étude a pour objectif de suivre la qualité de pétrole brut au niveau de la raffinerie d'In-Amenas (TRC), et plus particulièrement au sein de complexe RTI, à l'aide des analyses physicochimiques effectuées au sein du laboratoire du complexe.

Ce manuscrit se compose de quatre chapitres dans lesquels sont présentés successivement:

Le premier chapitre est consacré à une présentation générale de SONATRACH et de la Région du Transport par Canalisation (TRC/RTI) à In-Amenas.

Le deuxième chapitre est constitué d'une étude bibliographique donnant brièvement une présentation générale sur le pétrole brut.

Le troisième chapitre décrit le matériel utilisé dans notre étude. Les paramètres physico-chimiques et les protocoles expérimentaux sont, également, présentés.

Le quatrième chapitre regroupe l'ensemble des résultats obtenus sur les analyses physico-chimiques de pétrole brut.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats de cette étude

# *Chapitre I:*

*Présentation de la direction régionale  
de transport In-Amenas RTI*

## I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons dans un premier temps une brève description de l'entreprise SONATRACH.

Dans un second temps, seront décrites aussi une description approfondie de la direction régionale de transport par canalisation de l'unité opérationnelle In-Amenas (TRC/RTI), dont nous avons réalisé notre stage.

## I.2. Description de SONATRACH

### I.2.1. Présentation de SONATRACH

**SONATRACH** (Société National de Transport et Commercialisation des Hydrocarbure) créée en décembre 1963 par décret présidentiel.

SONATRACH est un groupe pétrolier et gazier intégré sur toute la chaîne des hydrocarbures. Il détient en totalité ou en majorité absolue, plus de vingt entreprises importantes sur tous les métiers connexes à l'industrie pétrolière telle que le forage, le raffinage. Il possède aussi des participations significatives (entre 10 et 49% du capital) dans près de 50 entreprises implantées tant en Algérie qu'à l'étranger (**Figure I.1**).

SONATRACH regroupe plusieurs directions jouissant d'une logistique et d'un savoir spécifique assure un rôle essentiel dans l'exploitation pétrolière, leurs taches s'étendent de l'extraction des hydrocarbures à l'état brut, jusqu'à l'acheminement du produit vers des sites stratégiques, pour être exportées, ou pour la production de produits dérivés [1].

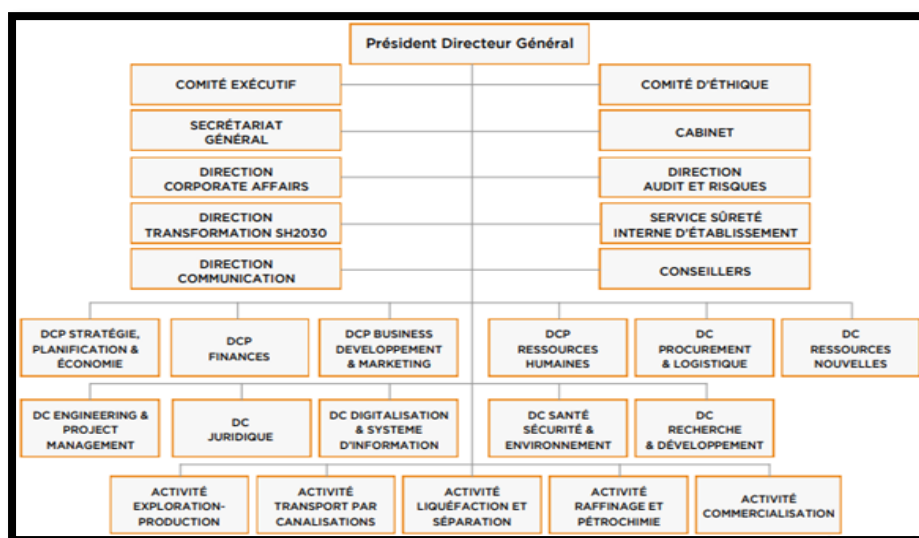


Figure I.1: Organigramme de la macrostructure de SONATRACH [2].

### **I.2.2. Historique de SONATRACH**

**1963 :** Création de SONATRACH.

**1964:** La construction du premier oléoduc algérien OZ1, reliant Haoud El Hamra à Arzew; Mise en service du premier complexe de liquéfaction de gaz naturel, dénommé GL4Z (CAMEL – Compagnie Algérienne du Méthane Liquéfié).

**1966:** Mise en service de L'oléoduc OZ1; les missions de SONATRACH sont élargies à la recherche, à la production et à la transformation des hydrocarbures.

**1967:** Première découverte de pétrole à El Borma (Hassi Messaoud Est); SONATRACH se lance dans la réalisation d'une usine d'ammoniac et prévoit la construction d'un complexe de produits pétrochimiques à Skikda.

**1968:** Découverte de gaz à Gassi EL Adem, au sud Est de Hassi Messaoud.

**1969:** SONATRACH débute les premières opérations d'exploitation pétrolière par ses propres moyens sur le champ d'El Borma.

**1971:** Nationalisations des hydrocarbures.

**1972:** Mise en service de la raffinerie d'Arzew ;

Mise en service du complexe de liquéfaction de gaz naturel (GL1K) à Skikda.

**1973:** Mise en service du complexe de séparation de GPL (GP2Z) à Arzew.

**1975:** Découverte du gisement de pétrole de Mereksen.

**1978:** Mise en service du complexe de liquéfaction (GL1Z) à Arzew.

**1980:** SONATRACH s'engage selon un plan quinquennal dans un nouveau processus de restructuration étendue, qui aboutit à la création de 17 entreprises.

**1981:** Mise en service du complexe de liquéfaction (GL2Z) à Bathioua.

**1983:** Le gazoduc « Enrico Mattei » est mis en fonction pour alimenter l'Italie et la Slovénie via la Tunisie.

**1996:** La mise en place du gazoduc Maghreb Europe appelé « Pedro Duran Farrell » qui approvisionne l'Espagne et le Portugal via le Maroc [2].

### **I.2.3. Missions de SONATRACH**

Les missions confiées à SONATRACH par l'Etat, unique actionnaire, sont les suivantes:

- Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie.

- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers.
- Contribuer au développement national notamment en lui procurant es devises étrangères nécessaires [1].

### **I.2.4. Activités de SONATRACH**

#### **I.2.4.1. Activité exploration – production**

Depuis la création de SONATRACH, l'Activité Exploration-Production en hydrocarbures est montée en puissance grâce à l'expertise technologique et le savoir-faire des équipes dans la recherche et la découverte de nouveaux gisements sur le territoire national et à travers le monde.

#### **I.2.4.2. Activité transport par canalisation TRC**

Le transport par canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures liquides et gazeux produits par l'Activité Exploration-Production.

Le réseau de canalisations de SONATRACH en Algérie s'étend sur près de 20 000 kilomètres.

#### **I.2.4.3. Activité liquéfaction et séparation LQS**

Pionnier dans le GNL, SONATRACH s'est hissée parmi les tous premiers acteurs mondiaux dans la production et la commercialisation de produits à forte valeur ajoutée.

#### **I.2.4.4. Activité commercialisation COM**

Depuis plus de 50 ans, SONATRACH est un fournisseur clé de référence sur la scène européenne et internationale.

#### **I.2.4.5. Activité raffinage et pétrochimie RPC**

L'activité Raffinage-Pétrochimie a pour mission de valoriser l'approvisionnement du marché domestique en carburants [2].

### **I.3. Organisation de l'activité de transport par canalisation TRC**

Le Réseau de Transport par canalisation assure le transport, au profit des utilisateurs, de toute production d'Hydrocarbures des Points d'Entrée aux Points de Sortie.

## ***Chapitre I: Présentation de la direction régionale de transport In-Amenas (RTI)***

---

Il permet également d'alimenter le marché national, les complexes de GNL en Gaz, les complexes de séparation en GPL et les raffineries en pétrole brut et en Condensat.

L'Activité Transport par Canalisation (TRC) a pour missions de développer le réseau d'infrastructures de Transport par Canalisations, de Stockage, de Chargement et Déchargement à travers les infrastructures portuaires à quai et en haute mer.

Elle assure le transport des hydrocarbures depuis les pôles de production au sud vers les pôles de demande et de transformation au nord (marché national et exportation).

Parmi eux on trouve aussi :

- Région Transport Ouest **RTO** Arzew /Oran.
- Région Transport Est **RTE** /Skikda.
- Région Transport Ha oud El Hamra **RTH** / Hessi Massoud.
- Région Transport In Amenas **RTI** / In Amenas .
- Région de Transport Centre à Bejaïa **RTC**.

L'Activité TRC couvre plusieurs domaines :

- ✓ L'exploitation des ouvrages de transport des hydrocarbures et des installations portuaires à quai et en haute mer.
- ✓ La maintenance des ouvrages de transport des hydrocarbures et des installations de chargement portuaires à quai et en haute mer.
- ✓ Les études et développement, à l'exception des études relevant de la Direction Corporate Business Development et Marketing (BDM) et la réalisation de projets relevant de la Direction Centrale Engineering et Project Management.

L'organisation de la branche transport par canalisations est axée autour des quatre directions suivantes :

- ✓ Direction finance et juridique (DFJ).
- ✓ Direction administration siège (DAS).
- ✓ Direction ressources humaines (DRH).
- ✓ Direction organisation et planification (DOP).

Ainsi que trois divisions qui sont :

- ✓ Division maintenance DM.
- ✓ Division exploitation DXL.
- ✓ Division étude et développement EDV [2].

### **I.3.1. Description du réseau de transport**

Le Réseau de Transport des Hydrocarbures Liquides et Gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression et de parcs de stockage. Il assure le transport des Hydrocarbures depuis les pôles de production au sud, vers les pôles industriels de traitement et de liquéfaction, de transformation, d'exportation et d'alimentation du Marché national.

Le Réseau de Transport inclut également les lignes d'expédition à partir des terminaux arrivées vers les complexes de liquéfaction et de séparation, les postes de chargement à quai et en mer au niveau des ports pétroliers situés au niveau d'Arzew, de Bethioua, de Béjaïa et de Skikda, faisant partie des Extensions des STC Nord de pétrole brut et Condensat OZ1/OZ2, OB1/OG1, OK1, NZ1 et NK1.

Le développement du Réseau de Transport depuis la construction de la première canalisation en 1959, a été engendré par les besoins en matière de transport en constante croissance, nécessitant ainsi le développement continu de nouvelles Capacités de transport.

Ce Réseau de Transport est composé de deux parties complémentaires :

- **Un réseau sud** : qui assure le transport :
  - ✓ Du pétrole brut et du Condensat vers Haoud El Hamra (CDHL).
  - ✓ Du Gaz naturel vers Hassi-R'mel (CNDG).
  - ✓ Du GPL vers Hassi-R'mel (SP4).
- **Un réseau nord** : qui assure le transport :
  - ✓ Du pétrole brut du CDHL vers les raffineries et les ports d'exportation.
  - ✓ Du Condensat du CDHL et du gisement de Hassi R'mel vers la raffinerie de Skikda et les ports d'exportation.
  - ✓ Du Gaz naturel du CNDG vers le Marché national, les Gazoducs destinés à l'exportation et les complexes de liquéfaction.
  - ✓ Du GPL issu des champs sud et de Hassi-R'mel vers les complexes de séparation.

Le choix des tracés des canalisations répond, en plus des aspects liés à la sécurité des personnes et des biens, à des critères d'optimisation économique et des distances de raccordement, pour l'ensemble des Utilisateurs.

Ces deux Réseaux sont délimités par les deux centres de dispatching liquides de Haoud El Hamra (CDHL) et gazeux de Hassi-R'mel (CNDG), par lesquels transitent les effluents à l'exception :

- Des canalisations transportant les GPL.
- La canalisation acheminant les Condensats en provenance des champs de Hassi-R'mel.
- Certaines injections en ligne de pétrole brut.

L'oléoduc OT1 reliant In Amenas à la frontière Algéro-Tunisienne, pour l'exportation à travers le port pétrolier de Laskhirra en Tunisie

- Des quantités de Gaz naturel destinées à la réinjection et aux besoins du Marché national.

La gestion desdits STC s'opère à travers des structures décentralisées du Concessionnaire bénéficiant d'une autonomie de gestion, leur permettant de prendre en charge, sans délais, les éventuelles opérations d'intervention nécessaires à la continuité du Service de Transport [3].

### **I.3.2. Consistance du réseau de transport**

En 2022, le Réseau de Transport du Concessionnaire, comprenant des canalisations d'une longueur totale de 21 190 km, est composé principalement de ce qui suit :

- 20 oléoducs d'une longueur de 9 455 km, avec une Capacité de transport réelle de 210,828 Millions de Tep/an.
- 23 gazoducs d'une longueur totale de 11 735 km, avec une Capacité de transport réelle de 203,698 Milliards de Sm<sup>3</sup>/an.
- 85 stations de pompage et de compression.
- 128 bacs de stockage de pétrole brut et de Condensat, d'une Capacité design de 4,307 Millions de Tep.
- 02 Centres de Dispatching Liquides et Gaz.
- 12 postes de chargement de pétrole brut et de Condensat à quai et 05 postes de chargement de pétrole brut en haute mer (02 à Arzew, 02 à Skikda et 01 à Béjaïa) de type SPM (Single Point Mooring), implantés au niveau des terminaux marins dans les différents ports (Arzew, Bethioua, Bejaïa et Skikda) [3].

### **I.3.3. Centres de dispatching**

#### **I.3.3.1. Centre de dispatching d'hydrocarbures liquides CDHL**

D'une Capacité de 1 400 000 barils/jour, est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud), il permet notamment d'assurer :

- La réception du pétrole brut et de Condensat.
- Le stockage du pétrole brut et de Condensat.

L'expédition du pétrole brut et de Condensat vers les terminaux marins et les raffineries, avec une flexibilité et une souplesse d'exploitation [3].

#### **I.3.3.2. Centre national de dispatching gaz CNDG**

D'une capacité de 390 millions Sm<sup>3</sup>/jour, situé à Hassi R'mel, reçoit la totalité de la production de Gaz naturel en vue de son acheminement par gazoducs, en plus du Marché national, vers :

- La zone industrielle d'Arzew, via la nappe Ouest.
- La zone industrielle de Skikda, via la nappe Est.
- La région centre, via le GG1.
- L'exportation directe, via le GEM, à destination de l'Italie et de la Slovénie.
- L'exportation via le GPDF/EGPDF, le GZ4 et le MEDGAZ, à destination de l'Espagne.

Ces deux centres de dispatching liquides et Gaz sont des infrastructures qui marquent la limite entre le réseau sud et le réseau nord [3].

### **I.3.4. Règles de dénomination des canalisations**

✓ Lettre désignant la nature de l'effluent

**G** – Gaz / Gazoduc                      **L** – GPL / Oléoduc

**O** – Pétrole brut / Oléoduc            **N** – Condensat / Oléoduc

✓ Lettre précédant la nature de l'effluent

**D** – Dédoublment      **E** – Expansion/Extension      **R** – Réhabilitation

✓ Lettre après la nature de l'effluent désigne le point d'arrivée

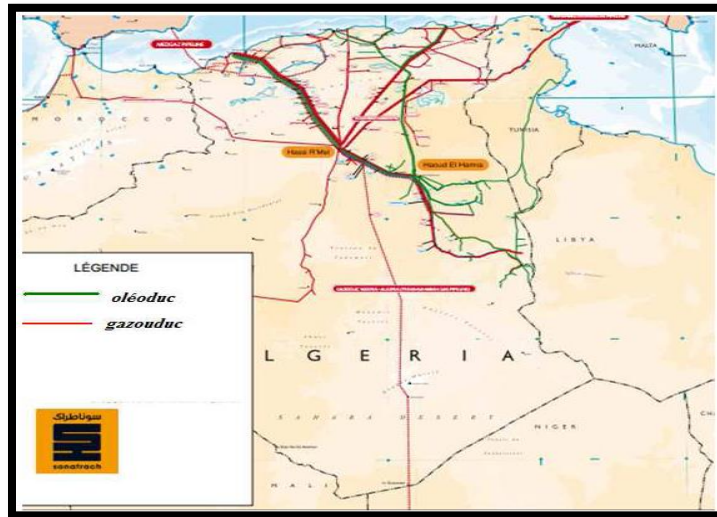
**B** – Béjaïa    **D** – Mesdar            **G** – Alger            **H** – Haoud El Hamra

**K** – Skikda    **O** – Oued Saf Saf    **R** – Hassi R'mel    **T** – Tunisie            **Z** – Arzew

## ***Chapitre I: Présentation de la direction régionale de transport In-Amenas (RTI)***

A l'exception de : EM – Enrico Mattei et PDF – Pedro Duran Farell, qui sont des canalisations destinées à l'exportation.

**Chiffre après la dernière lettre** : désigne l'ordre chronologique de construction de la canalisation [3].



**Figure I.2:** Différents schémas du réseau de transport par canalisation en Algérie [4].

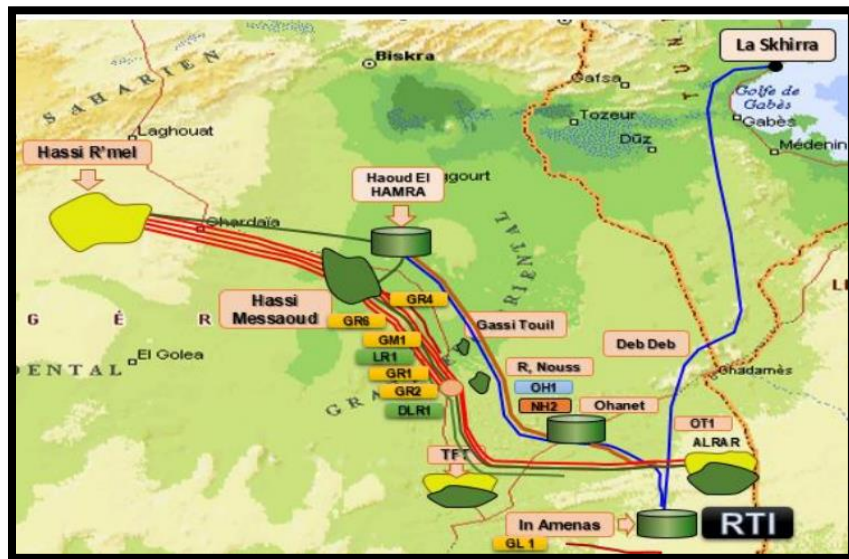
**Tableau I.1:** Données techniques du réseau de transport [4].

		<b>Gaz naturel</b>	<b>Pétrole brut</b>	<b>GPL</b>	<b>Condensat</b>	<b>Total</b>
<b>Nombre de STC</b>		10	7	2	3	22
<b>Nombre de canalisation</b>		20	12	6	3	37
<b>Longueur (km)</b>		9 677	4 973	3 255	1 718	19 623
<b>Nombre de stations</b>		32	34	11	5	82
<b>Nombre de bacs</b>		---	100	---	27	127
<b>Capacité de transport</b>	<b>10<sup>6</sup> TM/an</b>	---	172,90	30,55	44,91	248,36
	<b>10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>/an</b>	178,079	---	---	---	178,079

## **I.4. Description de la Direction régional de transport In-Amenas RTI**

### **I.4.1. Situation géographique**

La Direction Régionale In Amenass se situe dans le chef-lieu de Daïra (In Amenass) dans la partie centrale du bassin d'illizi à 1600 km au SSE d'Alger, à 820 km au sud-est d'Ouargla sur le plateau de TINHERT et à 200 km au nord-est d'illizi (Chef-lieu de Wilaya), dont elle relève administrativement. L'altitude moyenne est plus ou moins 560 m par rapport au niveau de la mer. La superficie des champs producteurs de la région est de l'ordre de 30000 km<sup>2</sup> (**Figure I.3**).



**Figure I.3:** Situation géographique de l'RTI [3].

### **I.4.2. Historique de la région de RTI**

La Région Transport In-Amenass (RTI) a été créée le 18 Juin 1988 suite à la réorganisation de la Division Transport. Cette région a pour mission de transporter les quatre produits d'hydrocarbures: pétrole brut et le condensat vers le CDHL, GPL et gaz naturel vers le CNDG [5].

### **I.4.3. Description de réseau de transport de RTI**

Le réseau de transport de la Région Transport In-Amenass est composé des ouvrages suivants :

#### **a. Gazoducs**

- ✓ GR1/GR2 \_ 42"/48" d'Alrar à Hassi R'mel.
- ✓ GR4/GR6 \_ 48" de Rhoud Nouss à Hassi R'mel.

**b. Oléoducs**

Pétrole brut :

- ✓ OH1\_30“ d’In-Amenas à HEH.
- ✓ OT1\_24“ d’In-Amenas à la Skhira (Tunisie).

Condensat :

- ✓ NH<sub>2</sub>\_24“/30“ d’Ohanet (PK66) à HEH.
- ✓ GPL : LR1\_10“/24“d’Alrar à Hassi R’mel.
- ✓ DLR1\_16“ d’Ohanet à Gassi-Touil.

**c. Station de compression**

- ✓ Station de compression SC0/TFT : GR1/GR2 (42“) ;
- ✓ Station de compression SC1/Rhoud Nouss : GR1/GR2 (48“) ;
- ✓ Station de compression SC2/Zina : GR1 /GR2 (48“).

**d. Station de pompage**

- ✓ Station de pompage SP1/ In-Amenas ;
- ✓ Station de pompage SP2/ Debdeb ;
- ✓ Station de pompage (TD) OPS1/ Ohanet ;
- ✓ Station de pompage OPS2/ Mederba ;
- ✓ Station de pompage OPS3/ Gassi-Touil ;

**e. Parc de stockage**

Les données techniques du parc de stockage RTI sont présentées dans le tableau suivant:

**Tableau I.2:** Données techniques du parc de stockage RTI [5].

Site	Nombre de bacs	Capacité/unité (m <sup>3</sup> )	Diamètre (m)	Hauteur (m)
SP1(TD) / In-amenas	10	18000	44	13,5
OPS1(TD) / OHANET	04	35000	57	15



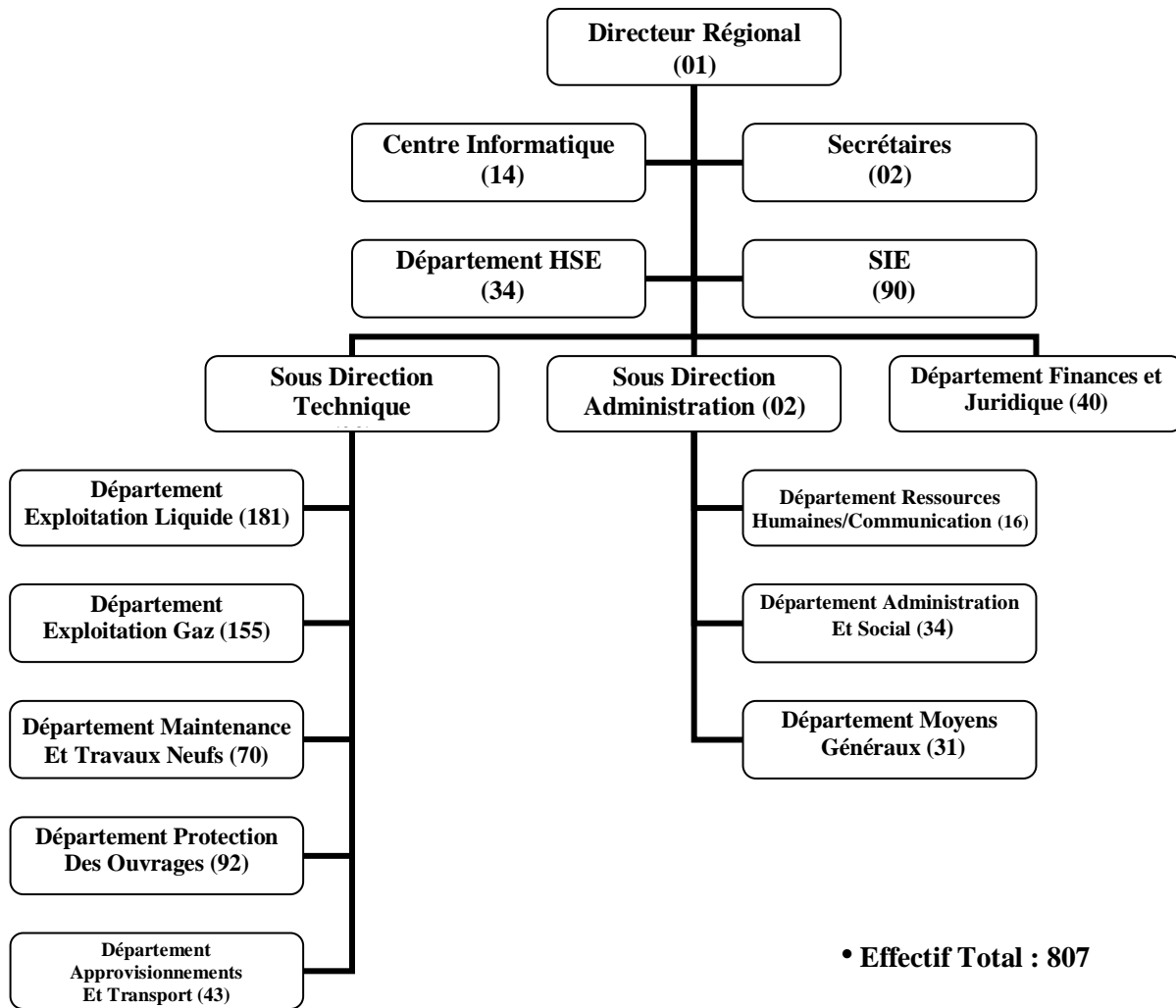
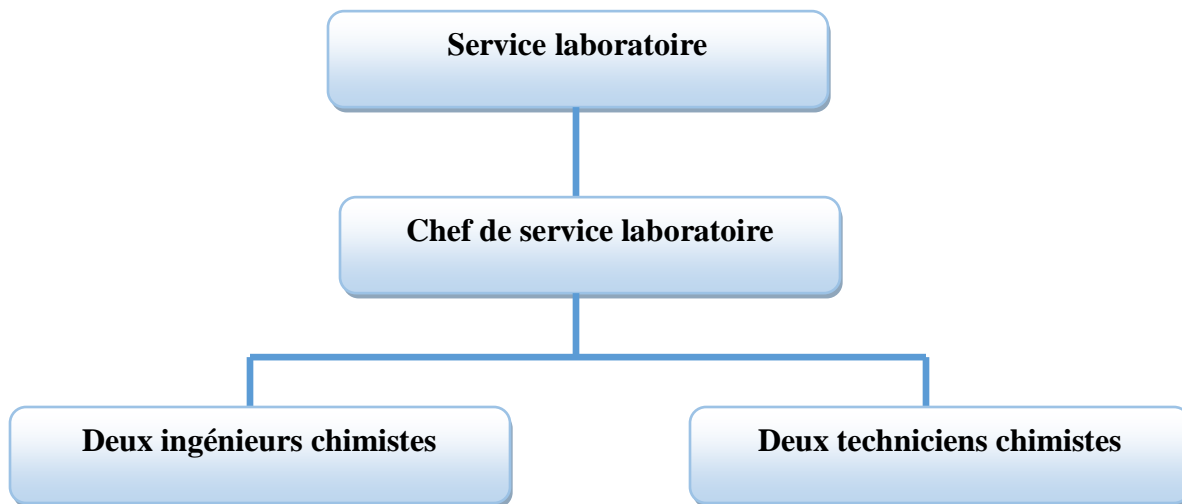


Figure I.5: Organigramme actuel de RTI [5].

#### I.4.6. Laboratoire d'analyse RTI

Le laboratoire d'analyse est situé à la station de pompage n °1 (SP1). Il comprend trois salles d'analyse à savoir, une salle d'analyse de pétrole brut, condensat et les huiles lubrifiantes ; salle d'analyses de soufre et une salle d'analyses des eaux de rejets industriels (**Figure I.6**).



**Figure I.6:** Organigramme de laboratoire d'analyse de RTI.

#### **I.4.7. Missions du service laboratoire**

Le laboratoire assure les missions suivantes :

- ✓ Analyses du pétrole brut, condensat et les huiles lubrifiantes des machines tournantes.
- ✓ Interpréter les résultats d'analyse des différents produits réceptionnés et expédiés.
- ✓ Etablir les rapports d'analyse mensuels.
- ✓ Gérer et entretenir les équipements d'analyses.
- ✓ Gérer le stock des produits chimiques.
- ✓ Suivre la qualité du gaz injecté, pétrole brut, condensat et GPL [5].

#### **I.5. Conclusion**

Lors de notre formation au sein de l'unité de transport par canalisation de l'unité opérationnelle TRC. Nous avons vu que le transport par canalisation de TRC prend une importance de plus en plus grande à l'échelle nationale comme à l'échelle mondiale, qui correspond à une augmentation constante des quantités des produits transportés et des consommations en énergie.

Cette situation exige les entreprises de l'Algérie à développer leur mode de transports afin d'assurer un approvisionnement régulier pour faire face à l'accroissement de la demande sur le marché

## *Références bibliographiques*

- [1] [https://www.academia.edu/33251836/Pr%C3%A9sentation\\_de\\_l\\_entreprise\\_sonatrach](https://www.academia.edu/33251836/Pr%C3%A9sentation_de_l_entreprise_sonatrach)
- [2] <https://sonatrach.com/>
- [3] <https://sonatrach.com/wp-content/uploads/2022/04/Code-R%C3%A9seau-de-Transport-par-Canalisation-Avril-2022.pdf>
- [4] <http://e-biblio.univ-mosta.dz/bitstream/handle/123456789/4630/MINF39.pdf>
- [5] Cartographie de la direction régionale d'in amenas

## *Chapitre II:*

*Généralités sur le pétrole brut*

## II.1 Introduction

Le pétrole est un combustible fossile utilisé notamment dans les industries de transport et de la pétrochimie. Il a été découvert en Pennsylvanie au milieu du XIXe siècle sous forme d'huile minérale, produite par la décomposition de composés organiques carbonés sédimentaires. Une fois extrait des gisements souterrains, le pétrole brut est transporté par pipelines puis raffiné ou converti.

Le pétrole a une importance capitale dans le monde moderne puisqu'il constitue, avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60% des besoins énergétiques mondiaux ou autres, les hydrocarbures qui composent permettent la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques.

## II.2 Définition du pétrole brut

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures (molécules formées d'atomes de carbone et d'hydrogène) et de molécules contenant également d'autres atomes, principalement du soufre, de l'azote et de l'oxygène. Certains de ses constituants sont, à température et à pression ambiantes, gazeux (méthane, propane, etc.), liquides (hexane, heptane, octane, benzène, etc.) et parfois solides (paraffines, asphaltes, etc).

Le pétrole contient des milliers de molécules différentes qu'il va falloir fractionner et transformer chimiquement pour obtenir des produits utilisables [1].



**Figure II.1:** Pétrole brut.

### **II.3 Historique du pétrole**

Le 27 août 1859, l'Américain Edwin L. Drake a été extrait pour la première fois du pétrole par forage, à une profondeur d'une vingtaine de mètres, à Titusville, en Pennsylvanie.

En 1954, a eu lieu la première découverte d'hydrocarbures ; il s'agissait d'une grosse accumulation de gaz qui a été trouvée à Djebel Berga, au sud d'In Salah. Ceci est le premier grand gisement de gaz Algérien dont les réserves étaient estimées à 100 milliards de mètres cubes, qui n'ont pu être exploitées par manque de débouché commercial.

En 1956, le pétrole a été découvert pour la première fois au Sahara, à Edjeleh, dans la région d'In Amenas, Fort Polignac à l'époque. La découverte du plus grand champ pétrolier algérien, Hassi Messaoud est intervenue en juin de la même année [2].

### **II.4 Formation des gisements du pétrole**

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas. Sa constitution est issue de la géologie sédimentaire d'un lieu et plus spécifiquement de la succession de trois phases :

#### **II.4.1 Phase d'accumulation de la matière organique**

Le facteur principal de cette première phase est la formation de la biomasse ; à partir de la matière organique issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène. Cette dernière est généralement détruite par des bactéries, mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieu aquatique [3].

Après la biomasse, c'est le tour des boues de sédimentation qui se créent dans des conditions spécifiques tel que : les petites quantités d'oxygène, les matières minérales.

Ensuite, les boues s'accumulent par des couches successives sur des dizaines, voire des centaines de mètres. Les couches formées par les boues de sédimentation représentent un milieu favorable aux bactéries anaérobies (vivant sans oxygène). Après plusieurs transformations de la matière organique dans ces couches en aboutissant à la formation de kérogène [3].

A haute température, le kérogène subit une décomposition thermique, appelée pyrolyse, qui expulse les hydrocarbures. Plus le sédiment est profond et chaud, plus la part de gaz (hydrocarbures légers) est importante (**Figure II.2**).

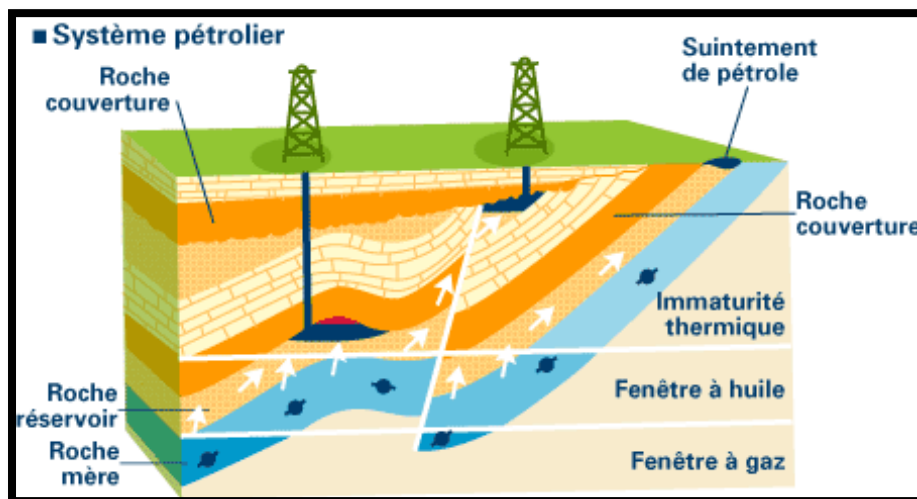
Cependant, on ne peut pas parler de kérosène sans passer par les roches mères ; ou ce piège le kérosène. Cette forme géologique se trouve au-delà de 1000 mètres de profondeur sous le plancher océanique à partir des résidus minéraux, les boues de sédimentation.

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

À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé aussi « pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO<sub>2</sub> et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut [3].

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

Le tableau II.1 résume les différentes variations de la nature du produit final en fonction de la température et de la profondeur.



**Figure II.2:** Schéma de formation des gisements de pétrole brut.

**Tableau II.1:** Variation de la nature du produit final en fonction de la température et de profondeur [3].

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

#### II.4.2 Phase de migration et piégeage

Les hydrocarbures formés subissent une migration dans deux destinations différentes :

- Vers la surface de la terre : où on aura deux phénomènes, soit l'oxydation (cas du pétrole liquide), soit la biodégradation (cas des Gaz). Dans ce cas-là, on aura que des résidus sur la surface terrestre considérée inexploitable.
- Vers des pièges dans des roches poreuses : pour former un gisement pétrolier, Cela va permettre de préserver le liquide pétrolier grâce à ce piège appelé aussi réservoir.

Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture) au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz [3].

## II.5 Compositions du pétrole

Par son origine et son mode de formation, le pétrole brut est constitué d'un mélange extrêmement complexe de molécules où les hydrocarbures sont majoritaires en termes de quantité, comme on peut trouver aussi en petite quantité des composés soufrés, oxygénés et azotés [4].

Le tableau suivant illustre les proportions de différents éléments présents dans les pétroles bruts.

**Tableau II.2:** Composition élémentaire du pétrole brut [4].

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

### II.5.1 Hydrocarbures

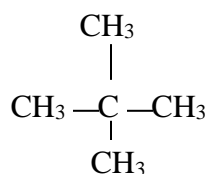
Les hydrocarbures constituent les éléments essentiels du pétrole comme suit (**Figure II.3**):

#### II.5.1.1 Hydrocarbures aliphatiques saturés

Leur formule générale est  $C_nH_{2n+2}$  ; ils peuvent être structurés en chaînes droites: ce sont les paraffines normales dites N-paraffines (alcane linéaires) ou iso-paraffines (alcane ramifiés) de formules développées [5].

Exemple d'une normale paraffine **Le propane**  $CH_3-CH_2-CH_3$

Exemple d'une iso- paraffine



#### II.5.1.2 Hydrocarbures aliphatiques insaturés

Les alcènes, composés issus principalement du craquage du pétrole, ont pour formule générale  $C_nH_{2n}$ . Lorsqu'ils sont en chaîne ouverte, ayant plus d'un double liaison, ils sont désignés par le terme de polyènes.

Ces hydrocarbures ne sont pas présents dans le pétrole brut et le gaz naturel, mais ils sont formés dans les procédés de raffinage de certaines coupes pétrolières tels que : le reforming catalytique des essences lourdes et/ou le craquage des coupes moyennes ou lourdes [6].

Exemple d'un hydrocarbure insaturé      **Le propène**  $\text{CH}_3 - \text{CH} = \text{CH}_2$

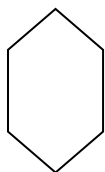
### II.5.1.3 Hydrocarbures aliphatiques cycliques saturés

Dans le pétrole brut les cycles les plus fréquemment rencontrés sont les naphtènes; qui sont des cycles carbonés de 5 ou 6 atomes pouvant comporter un ou plusieurs cycles et des chaînes ramifiées [7].

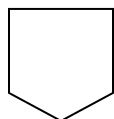
Exemple:  $\text{C}_6\text{H}_{12}$

ou

$\text{C}_5\text{H}_{10}$



**Cyclohexane**



**Cyclopentane**

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

### II.5.1.4 Hydrocarbures aromatiques

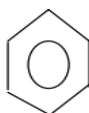
Les composés aromatiques sont des hydrocarbures de formule générale  $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$  renfermant un noyau benzénique dans leur structure.

La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. Les premiers termes (benzène, toluène, xylènes) constituent des matières premières fondamentales en pétrochimie. Quant aux aromatiques lourds,

Ils sont en général très nuisibles (problèmes d'environnement, de santé publique, de détérioration de l'activité des catalyseurs par leur capacité à former du coke...) [6].

Exemple d'un aromatique

**Le benzène**



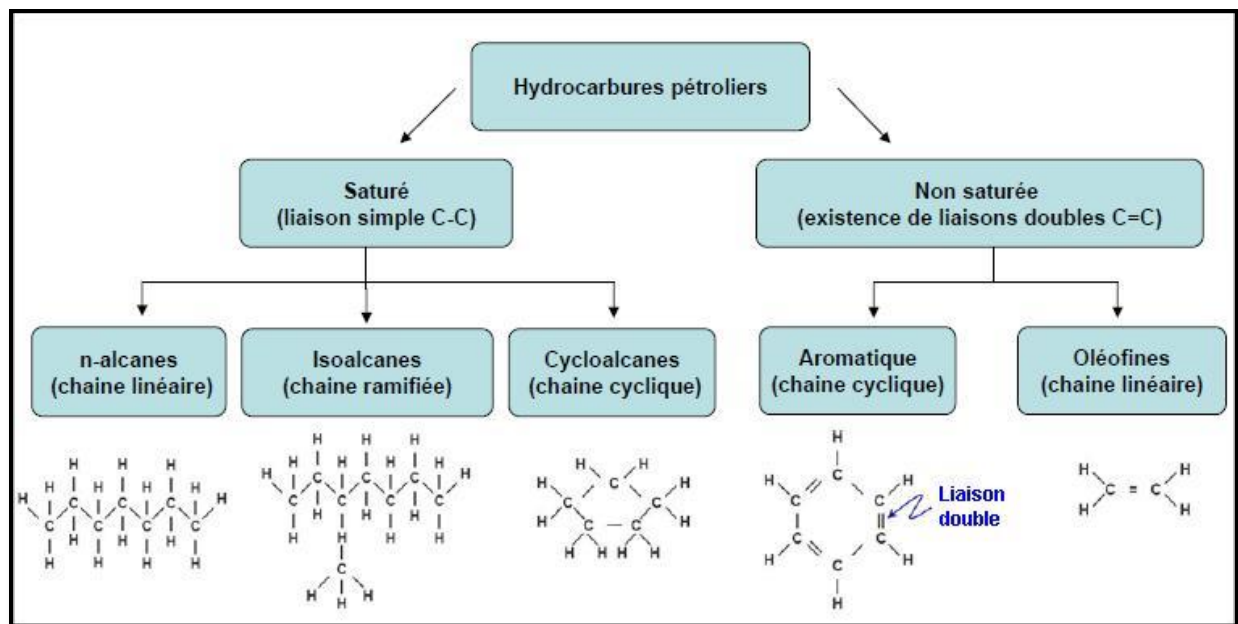


Figure II.3: Hydrocarbures pétroliers [6].

## II.5.2 Composés organiques hétéro-atomiques

A côté des hydrocarbures, des molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène sont également présentes dans les pétroles bruts en faibles quantités comparativement aux premiers. On y distingue les composés organiques hétéro-atomiques tels que : les composés soufrés, oxygénés et azotés, mais, également, des composés organométalliques:

### II.5.2.1 Composés soufrés

Le soufre est présent dans les pétroles bruts avec des concentrations pouvant atteindre les 8% en poids; teneur généralement corrélée avec la densité du brut et donc sa qualité. Les composés soufrés étant très toxiques et corrosifs, leur concentration doit être réduite avant le raffinage du brut [8].

Les composés soufrés présents dans les produits pétroliers appartiennent à différentes familles chimiques:

Tableau II.3: Composés sulfurés [8].

Premier groupe	Deuxième groupe	Troisième groupe
Comprend $H_2S$ et $R-SH$ (mercaptans) qui ont des propriétés acides, corrosive et odeur désagréable	Renferme les sulfures $R-S-R'$ et disulfures $R-S-S-R'$ qui sont neutres à froid et instables à une température élevée entre $130$ à $160^\circ C$ donnant des mercaptans et $H_2S$ .	Renferme les composés hétérocycliques: thiophène (1) et thiophène(2). Ils sont instables à température élevée entre $500$ à $600^\circ C$ donnant des mercaptans et $H_2S$ .

### II.5.2.2 Composés azotés

Les composés azotés sont essentiellement présents dans les fractions lourdes, en plus faible quantité que les composés sulfurés. Ils se distinguent essentiellement suivant leur caractère neutre ou basique; les composés azotés basiques, sont connus pour empoisonner les catalyseurs acides. Ils constituent alors un obstacle au raffinage des coupes lourdes. La teneur de l'azote varie de 0.02-2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine (1) et pyridine (2), comme on voit dans la Figure II.3 [5].

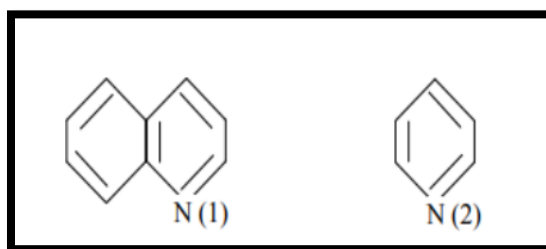


Figure II.4: Composés azotes [5].

### II.5.2.3 Composés oxygénés

Dans le pétrole se trouve aussi une petite quantité d'oxygène. Parmi les composés oxygénés présents dans les produits pétroliers, on peut distinguer les acides carboxyliques naphthéniques, les esters, les phénols, les furanes et les benzofuranes (Figure II.5). Bien qu'ils soient présents en faibles teneurs, principalement dans les coupes lourdes, les composés oxygénés possèdent un caractère acide qui est responsable de l'acidité globale des pétroles bruts et qui engendre des problèmes de corrosion [5].

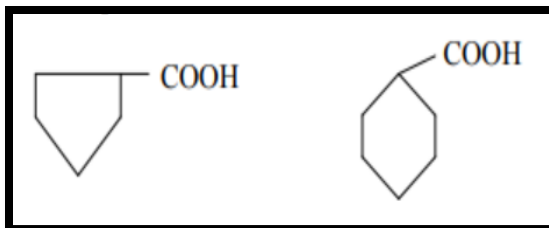


Figure II.5: Composés oxygénés [5].

### II.5.3 Composés organométalliques

Le nickel et le vanadium sont les métaux les plus répandus dans les produits pétroliers et sont principalement présents dans les produits lourds. Ils se trouvent dans des macros molécules dont les structures sont mal connues tels que résines et asphaltènes. Ils sont également présents dans certains composés plus petits de la famille des porphyrines (**Figure II.6**). Ils sont également des poisons pour les catalyseurs utilisés pour la conversion des coupes lourdes [9].

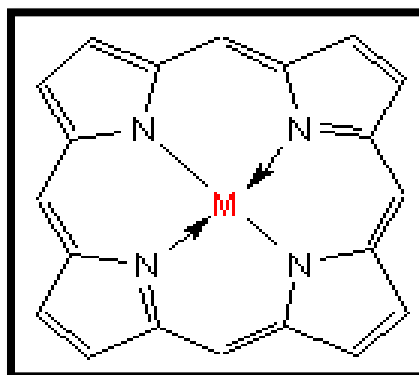


Figure II.6: Structure des porphyrines [9].

## II.6 Classifications du pétrole brut

La classification du pétrole brut est d'une extrême importance, car elle nous permet de reconnaître la qualité des produits pétroliers à obtenir et l'ensemble des traitements à envisager. Les pétroles bruts peuvent être caractérisés par leurs propriétés globales ou par les classes moléculaires qui les composent [10].

### II.6.1 Classification Industrielle

Selon cette classification, on peut distinguer trois types de pétrole, déterminé par simple mesure de densité comme résumé dans le tableau II.4.

Tableau II.4: Classification industrielle des pétroles bruts [10].

Type du pétrole	Densité
Pétrole léger	$d_4^{15} < 0.828$
Pétrole moyen	$0.828 < d_4^{15} < 0.884$
Pétrole lourd	$d_4^{15} > 0.884$

Les pétroles bruts légers et lourds sont distingués par les caractéristiques suivantes:

- ✓ **Un pétrole brut léger**
  - Indice d'octane de l'essence est faible.
  - Indice de viscosité est élevée.
- ✓ **Un pétrole lourd**
  - Indice d'octane est élevé,
  - Indice de viscosité est élevée [10].

### II.6.2 Classification Chimique

Selon la prédominance d'une ou plusieurs familles des hydrocarbures, les pétroles peuvent être Classés comme:

- Paraffiniques (Etats Unis).
- Naphténiques (Rép d'Azerbaïdjan).
- Paraffino-naphténiques (Algérie)
- Aromatiques (Indonésie).
- Naphténo-aromatiques (Californie).
- Par-naph-aromatiques (mixte).

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature de pétrole, car la répartition des légers dans les fractions est différente. Actuellement, la méthode la plus complète, et donc la plus utilisée reste la méthode technologique [10].

### II.6.3 Classification technologique

Cette classification dite aussi économique, elle est basée sur les paramètres suivants:

- ✓ **Teneur en soufre:** Elle est basée sur la connaissance de la teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières :
  - Teneur en soufre  $< 0.5\%$  = faible teneur en soufre (Sweet crude)
  - $0.5\% < \text{Teneur en soufre} < 2.5\%$  = moyen teneur en soufre (Intermediate crude)
  - Teneur en soufre  $> 2.5\%$  = sulfureux (Sour crude).
- ✓ **Teneur en paraffine:** Elle est basée aussi sur la teneur en paraffines. On distingue trois espèces de pétrole:
  - Pétrole peu paraffinique  $< 1.5\%$
  - Pétrole paraffinique  $1.5 - 6\%$
  - Pétrole très paraffinique  $> 6\%$ .
- ✓ **Teneur en produits clairs (PF  $\leq 350^\circ\text{C}$ )**
  - Teneur élevée en fraction à PI= $250^\circ\text{C}$  :  $> 45\%$  (pétrole léger)
  - Teneur moyenne en fraction à PI= $250^\circ\text{C}$  : entre 30 et 45% (pétrole moyen)
  - Teneur faible en fraction à PI= $250^\circ\text{C}$  :  $< 30\%$  (pétrole lourd) [11].

## II.7 Caractéristiques du pétrole brut

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

### II.7.1 Densité

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

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

La plupart des hydrocarbures ont des densités comprises entre 0,7 et 0,99 g/ml. Pour les produits pétroliers, elle est donnée généralement à  $15^\circ\text{C}$  [12].

### II.7.2 Viscosité

La viscosité peut être définie comme la résistance à l'écoulement d'un liquide. La viscosité des hydrocarbures est essentiellement déterminée par la proportion de composés légers

et lourds qu'il contient. Plus le pourcentage de composés légers est élevé, plus le pourcentage d'asphaltènes est faible et plus la viscosité est faible. Notons que la viscosité est influencée par la température. En effet, plus la température est faible, plus la viscosité est élevée [13].

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

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

L'évolution de la viscosité en fonction de la température, n'est pas la même pour tous les bruts, la viscosité d'un pétrole paraffinique augmentera rapidement si la température baisse; Par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera Plus progressif [14, 15].

### **II.7.3 Tension de vapeur reid**

La tension de vapeur (TVR) mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, C'est la pression exercée par les vapeurs libérés de tout matériel à une température contrôlé de 37.5°C [15, 16].

### **II.7.4 Masse molaire**

Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituant une fraction pétrolière. [17].

### **II.7.5 Teneur en soufre**

Le soufre se trouve dans les bruts sous forme d'hydrocarbures sulfuré, d'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension (S, H<sub>2</sub>S, thiol, les sulfures, les disulfures, thiophène et dérivés). La détermination de la teneur en soufre dans les produits pétroliers est régie par trois méthodes :

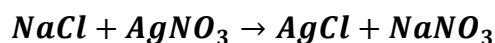
- Méthode de dosage du soufre par combustion.
- Méthode de dosage du soufre par hydrogénéalyse.
- Méthode de dosage du soufre par fluorescence X [18].

### II.7.6 Teneur en eau et en sédiments

La teneur en eau et en sédiment des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée (NF M07-020 ; ASTM D 96 et D 1796) qui consiste à déterminer le volume d'eau et de sédiment séparés du brut par centrifugation, afin d'éviter la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, ...etc.) [19].

### II.7.7 Teneur en sel

Teneur en sel dite aussi salinité: le but de sa mesure ~~de la salinité~~ est la détermination des chlorures dans les produits pétroliers, en utilisant la méthode potentiométrique qui basée sur le principe de la neutralisation des sels (NaCl) par la nitrate d'argent (AgNO<sub>3</sub>), selon la réaction suivante:



En raison des effets corrosifs des sels sur les métaux, des dommages peuvent être causés aux pipelines et des équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production et les raffineries de réduire la teneur en sel et en eau du pétrole brut [18].

### II.7.8 Point d'éclair

Le point d'éclair, ou point d'inflammabilité, est la température à partir de laquelle un produit dégage suffisamment de vapeur pour former avec l'air un mélange inflammable au contact d'une flamme ou d'une étincelle. La mesure de point d'éclair dans les pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers [13, 20].

### II.7.9 Point de trouble

Le point de trouble: est essentiel pour caractériser la température en dessous de laquelle les cristaux qui se matérialisent vont commencer à s'accumuler dans les pores du filtre à carburant et à boucher celui-ci, conduisant à l'arrêt du moteur.

### II.7.10 Point d'écoulement

Le point d'écoulement: c'est la température minimale à laquelle le produit s'écoule encore. On mesure souvent le point d'écoulement d'un brut, d'un gazole, d'un fioul ou d'un lubrifiant pour définir la faisabilité d'un pompage.

### II.7.11 Point de congélation

Le point de congélation est la plus basse température à laquelle un produit contenu dans un tube à essai ne coule plus lorsqu'une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette de mesure demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°C [21].

$$\text{Le point d'écoulement} = \text{le point de congélation} + 3^{\circ}\text{C}$$

## II.8 Répartition du pétrole brut

La production de pétrole dans le monde apparait de prime abord, bien répartie comme suit :

### II.8.1 Dans le monde

Les cinq pays disposant des plus importantes réserves prouvées de pétrole au monde à fin 2015 sont :

- **Venezuela** avec 300,9 milliards de barils de pétrole, soit 17,7% des réserves prouvées mondiales ;
- **Arabie saoudite** avec 266,6 milliards de barils (15,7%);
- **Canada** avec 172,2 milliards de barils (10,1%);
- **Iran** avec 157,8 milliards de barils (9,3%);
- **Irak** avec 143,1 milliards de barils (8,4%) [22].

### II.8.2. Dans l'Algérie

#### II.8.2.1. Réserves de pétrole

En 2021, selon l'Agence Allemande des matières premières (Deutsche Rohstoffagentur), l'Algérie avait 1 660 Mt (millions de tonnes) de réserves économiquement exploitables (**Tableau II.5**), au 15e rang mondial (0,7 % des réserves mondiales), plus 1483 Mt de ressources potentiellement récupérables. Sa production 2020 était de 57,6 Mt (17e rang mondial, 1,4 % de la production mondiale) et ses exportations de 21,8 Mt, au 20e rang mondial avec 1,0 % des exportations mondiales [23].

**Tableau II.5:** Réserves prouvées de pétrole (millions de barils) [23].

Années	1995	2005	2014	2019
<b>Réserves prouvées (Mb/jours)</b>	10 000	12 300	12 200	12 200

### II.8.2.2. Production de pétrole

En 2021, l'Algérie a produit 58,2 Mt de pétrole, soit 1,35 Mb/j (millions de barils par jour), en hausse de 1,4 % en 2021, mais en recul de 19 % depuis 2011 (**Tableau II.6**). Elle se classe au 17<sup>e</sup> rang mondial avec 1,4 % de la production mondiale et au 3<sup>e</sup> rang en Afrique derrière le Nigeria (1,8 %) et la Libye (1,4 %) [23].

**Tableau II.6:** Production pétrolière en Algérie [23].

Années	2005	2010	2015	2019	2021
<b>Production (Mb/j)</b>	1990	1689	1558	1487	1353

### II.8.2.3. Consommation de pétrole

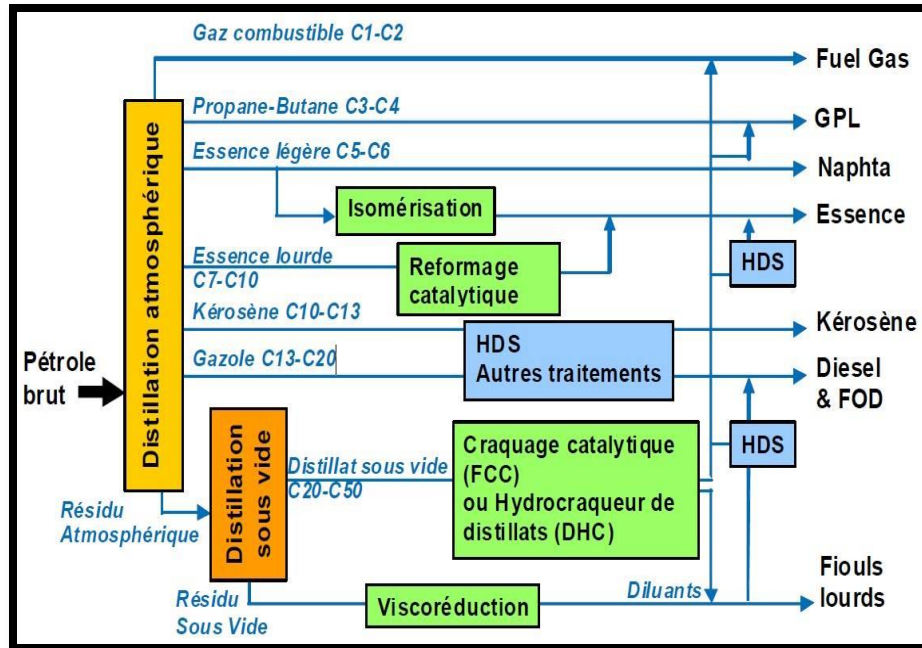
En 2021, l'Algérie a consommé 0,79 EJ (Exa joules) de pétrole, soit 403 kb/j (milliers de barils par jour), en hausse de 4,2 % en 2021 et de 15 % depuis 2011. Elle représente 0,4 % de la consommation mondiale. Sa consommation absorbe 30 % de sa production [23].

## II.9 Procédés de raffinage du pétrole

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que: l'essence, le fioul lourd ou le naphta et le mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène

Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement (**Figure II.7**). On distingue en général deux grands types:

- Produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul;
- Produits non énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphas utilisés en pétrochimie.



**Figure II.7:** Schéma de principe de processus de raffinage du pétrole brut [24].

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. Des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux. Les différentes coupes pétrolières peuvent ainsi subir des transformations, des améliorations et des mélanges pour obtenir des produits commercialisables et répondre notamment aux nouvelles normes environnementales [24].

Parmi les processus de raffinage du pétrole brut, nous citons les principales opérations à savoir:

### II.9.1 Procédés de fractionnement

Les procédés de fractionnement permettent de séparer un mélange pétrolier en fractions plus simples ou plus étroites. Dans le raffinage, les principaux procédés de séparation sont la distillation atmosphérique du pétrole brut et la distillation sous vide du résidu atmosphérique.

#### II.9.1.1 Distillation atmosphérique

La distillation atmosphérique ou distillation primaire constitue la première et la principale étape du raffinage. Cette opération permet de fractionner le pétrole brut en différentes coupes pétrolières, traditionnellement nommées coupes Straight Run (SR). En tête de colonne, il est récupéré la coupe gaz puis les coupes essence, kérosène et gazole sont obtenues sur les plateaux intermédiaires de la colonne (**Figure II.8**).

Ces coupes seront ensuite soumises à des procédés d'amélioration de propriétés et/ou à des procédés de finition pour obtenir les produits pétroliers à haute valeur commerciale. La fraction non distillée du brut, appelé aussi résidu atmosphérique (RA), est soit utilisée directement comme fuel industriel, soit envoyée à la distillation sous vide [25].

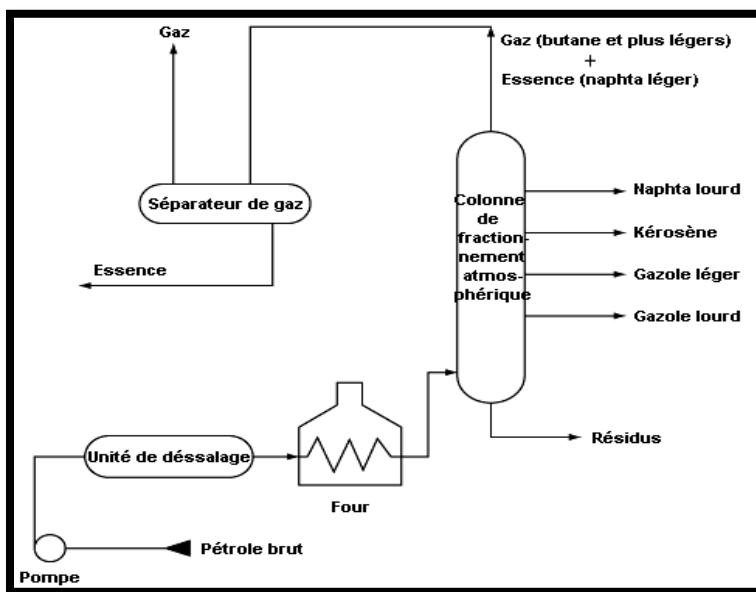


Figure II.8: Schéma de principe de Distillation atmosphérique.

### II.9.1.2 Distillation sous vide du résidu atmosphérique

La distillation sous vide est une étape complémentaire de la distillation primaire. En effet, le résidu atmosphérique contient les molécules avec un point d'ébullition supérieur à 340-380°C. Au-delà de cette gamme de températures, les molécules commencent à subir des réactions de craquage thermique avant de s'évaporer. C'est pourquoi, la distillation du résidu atmosphérique est effectuée sous pression réduite (Figure II.9)

Cette opération permet de récupérer en tête de colonne, le distillat sous vide (DSV) qui sera ultérieurement soumis à des procédés de conversion pour obtenir des produits valorisables.

La fraction non distillée correspond à la coupe résidu sous vide (RSV) qui contient la majeure partie des impuretés du brut, comme le soufre, l'azote, les métaux et les asphaltènes [25].

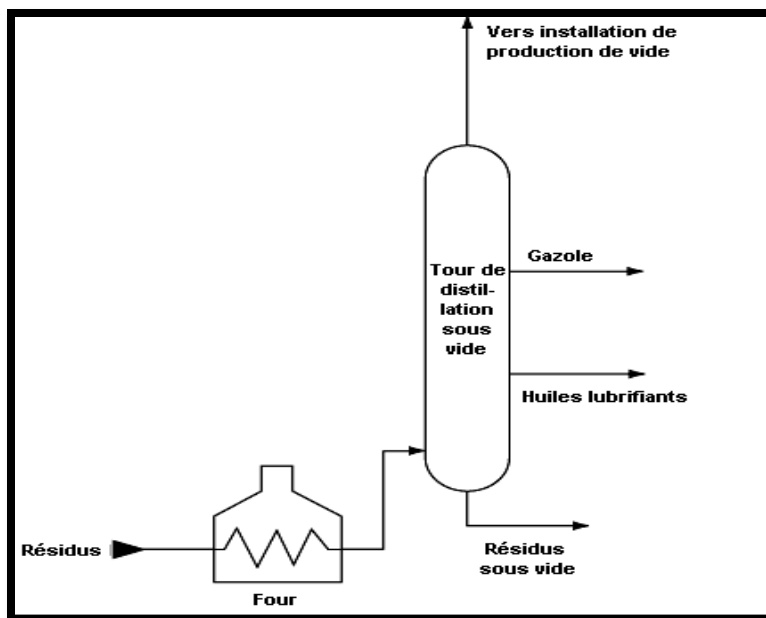


Figure II.9: Schéma de principe de distillation sous vide.

### II.9.2 Procédés de transformation des coupes légères / moyennes

Les procédés de transformation appliqués aux coupes légères ou moyennes consistent surtout à améliorer les propriétés des coupes, notamment des essences. Pour cela, la structure de molécules est réarrangée par isomérisation ou cyclisation ou elle est agrandie par des réactions d'alkylation ou de polymérisation. Les principales unités sont le reformage catalytique, l'isomérisation, l'alkylation, l'oligomérisation et l'éthérification [26].

### II.9.3 Procédés de conversion

Les procédés de conversion visent à transformer les coupes lourdes du pétrole en produits dont la forte demande du marché est forte, comme l'essence, le kérosène ou gazole. Pour cela, les molécules de coupes situées au-dessus de 350°C sont fragmentées en molécules de plus faible taille. Cette transformation peut s'effectuer soit à l'aide de procédés catalytiques, comme l'hydrocraquage, le craquage catalytique ou l'hydroconversion, soit par une voie thermique à travers des procédés comme la viscoréduction ou la cokéfaction [26].

#### **II.9.4 Procédés de traitement**

Les procédés de traitement visent d'une part à améliorer les caractéristiques des produits finis en termes de spécifications de qualité et d'environnement et d'autre part à préparer les mélanges d'hydrocarbures pour d'autres unités de transformation ou de conversion.

Le traitement peut inclure l'élimination et/ou la séparation de composés aromatiques et de naphthènes ainsi que, des contaminants indésirables, comme le soufre, l'azote et les métaux [26].

#### **II.9.5 Procédés annexes**

En dehors des procédés de fractionnement, de transformation et de traitement, il existe de nombreux procédés qui ne sont pas directement liés au raffinage du pétrole, mais qui sont également nécessaires au bon fonctionnement de la raffinerie. Ces procédés incluent les unités de protection de l'environnement, comme le traitement des gaz et le traitement des eaux résiduaires, l'unité de Claus ou les unités de production d'hydrogène [26].

### **II.10 Produits pétroliers**

Les produits pétroliers sont des dérivés utilisables du pétrole brut issus de son raffinage. Nous citons les principaux produits pétroliers:

#### **II.10.1 Gaz de pétrole liquéfié GPL**

Le GPL contient le propane et le butane ou un mélange de ces deux hydrocarbures, stocké à l'état liquide sous faible pression et utilisé, soit à l'état gazeux, après détente à pression atmosphérique, soit à l'état liquide via un système d'injection adapté. Il provient à la fois d'opérations de purification du gaz naturel effectuées lors de son extraction et de différentes unités de raffinage du pétrole brut. Il est principalement employé comme combustible domestique ou industriel, mais il constitue aussi une classe de carburant intéressant en raison de son caractère peu polluant [27].

#### **II.10.2 Essence**

L'essence est un liquide inflammable, issu de la distillation du pétrole, utilisé comme carburant dans les moteurs à combustion interne. C'est un carburant pour moteur à allumage commandé (moteur essence) [28].

### **II.10.3 Kérosène**

Le kérosène est essentiellement destiné à l'alimentation des avions à réaction. Il est donc composé d'un mélange d'hydrocarbures distillant entre 140 et 300 °C, dont les principaux constituants sont des hydrocarbures de C<sub>9</sub> à C<sub>16</sub> (paraffiniques, iso-paraffiniques, naphthéniques et aromatiques) [28].

### **II.10.4 Gazole**

Le gazole est une huile lourde composée d'un mélange d'hydrocarbures (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques et oléfiniques). Il est utilisé comme carburant dans les moteurs Diesel [28].

### **II.10.5 Fioul domestique**

Le fioul domestique est un combustible généralement utilisé dans les chaudières, il est constitué d'un mélange d'hydrocarbures de C<sub>9</sub> à C<sub>20</sub>. Le fioul domestique fait partie des fiouls légers et à une composition très proche du gazole [28].

### **II.10.6 Fioul lourd**

Le fioul lourd est un produit issu de diverses fractions de raffinerie, en général les plus lourdes. Leur composition est complexe et variée selon la provenance du pétrole brut. Le fioul lourd est constitué de produits d'origine paraffinique, naphthénique et aromatique. Il peut contenir des dérivés de soufre et des acides organiques. Les fiouls lourds sont classés selon leur teneur en soufre [28].

### **II.10.7 Lubrifiants**

Les lubrifiants réduisent les frottements et l'usure des pièces mobiles des moteurs et des machines. Ils sont constitués d'un mélange d'hydrocarbures liquides et visqueux, riches en paraffines, et qui sont obtenus par distillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Ils figurent plusieurs types d'huiles comme les huiles blanches, les huiles isolantes et les graisses lubrifiantes [28].

### II.10.8 Bitume

Le bitume est un mélange d'hydrocarbures solide ou visqueux de couleur brune ou noire, obtenu comme résidu de la distillation sous vide des résidus de la distillation atmosphérique du pétrole. Il est utilisé principalement pour la construction des routes [28].

### II.11 Quelle type de pétrole en Algérie ?

Le Sahara Blend est le nom de référence du baril de pétrole Algérien, c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs du Sud Algérien

Le Sahara Blend est un brut léger, sa légèreté extrême et sa très basse teneur en soufre le rend parmi les plus appréciés auprès des raffineries pour les dérivées légères telles que : l'essence et le kérosène en comparaison au Brent et au West Texas Inter médiate (WTI) [29].

#### II.11.1 Produits issus du fractionnement du Sahara Blend

La composition élémentaire des produits issus du fractionnement du Sahara Blend est présenté dans le tableau ci-dessous :

**Tableau II.7:** Produits issus du fractionnement du Sahara Blend [29].

Produit	GPL	Kérosène	Gas-oil	Résidus
Pourcentage (%)	4%	12%	25%	2%

### II.12 Utilisations du pétrole

Le pétrole brut a de nombreux produits dérivés, dans le secteur énergétique et la chimie. L'essence et le gazole représentent les principaux dérivés du pétrole. Ils sont essentiellement utilisés comme carburants automobiles, mais ce ne sont pas les seuls dérivés énergétiques. D'autres dérivés comme les gaz de pétrole liquéfiés (butane, propane, etc.) ou le fioul, sont utilisés comme combustibles, voire comme carburants (**Tableau II.8**). D'autres dérivés sont utilisés dans des domaines particuliers, comme la chimie.

Tableau II.8: Domaines d'utilisation des produits pétroliers [27].

Dérivés du pétrole	Domaines d'utilisation
Dérivés pétroliers à vocation énergétique	Utilisés comme carburant, combustibles dans des chaudières, des fours, ou pour la cuisson
Fioul lourd	Utilisé pour la propulsion de navires, et certaines centrales de production d'électricité.
Fioul domestique	Utilisé par les tracteurs agricoles et la propulsion de navires, des groupes électrogènes, le chauffage et la production d'eau chaude.
Essence	Utilisée dans l'automobile et la petite navigation, et dans certains petits groupes électrogènes, dans certains réchauds.
Gazole	Utilisé dans l'automobile et le transport routier.
Kérosène	Utilisé dans l'aviation pour les moteurs à réaction.
Gaz de pétrole liquéfiés (butane, propane)	Utilisés dans l'automobile, la production d'eau chaude et la cuisson.

## II.13 Conclusion

Le pétrole est un produit naturel renfermant de nombreux hydrocarbures qui sont séparés par distillation et transformés par divers procédés chimiques lors du raffinage. Les produits obtenus, principalement l'essence et le gazole, sont employés comme carburant automobile mais de nombreux autres produits obtenus alimentent l'industrie chimique.

Le pétrole représente, en 2021, 30,1 % de la consommation mondiale d'énergie primaire. De plus, c'est la principale matière première de la chimie organique.

## *Références bibliographiques*

- [1] <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-fossiles/tout-savoir-petrole>
- [2] <https://www.universalis.fr/encyclopedie/premier-puits-de-petrole/#:~:text=P%C3%A9trole%20%3A%20premier%20forage%20par%20Drake,-Titusville%2C%20Pennsylvanie%20%3A%20l&text=Le%2027%20ao%C3%BBt%201859%2C%20l,forage%20des%20puits%20de%20sel>.
- [3] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>
- [4] G. Lefebvre ; Chimie des hydrocarbures, éditions technip Paris ,1978
- [5] J. Laxalde., Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle .Chimie théorique et/ou physique. Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologie de Lille - Lille I, 2012.
- [6] A. Mehassouel. Détermination des propriétés physiques des hydrocarbures purs et de leurs mélanges par la méthode de contribution de groupes avec interactions intramoléculaires, Mémoire de Magister, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, Alger, 2009.
- [7] A. K. Mahato, B. Srivastava, and S. Nithya, “Chemistry structure activity relationship and biological activity of quinazoline-4(3H)-one derivative,” *Inventi Rapid: MedChem*, vol. 2, no. 1, 2011.
- [8] <http://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autres-usages-du-petrole>
- [9] J.-P .Wauquier, *Le raffinage du pétrole: pétrole brut, produits pétroliers et schémas de fabrication*, Tome 1, pp. 188-216. Éditions OPHRYS, 1994.
- [10] I. FEIA. OKBA M. Nadjib; Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la Naphta B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de Skikda RA1/K, Mémoire de master, Université Echahid Hamma Lakhdar, el Oued, 2015.
- [11] *Cours de Raffinage I : Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC)*, Université A. Bouguerra, Boumerdes, 2003
- [12] P. Wuithier; *le pétrole, raffinage et génie chimie*, Tome I, deuxième édition technip ; Paris 1972.
- [13] *Hydrocarbures pétroliers: Caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale – études GENV222 et GENV23, évaluation environnementale stratégique globale sur les*

hydrocarbures. Ministère du développement durable, de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques, centre d'expertise en analyse environnemental du Québec, 2015

[14] P. Withier, le pétrole raffinage et génie chimique, Tome 1, Edition Technip, Paris, 1972.

[15] <http://www.yumpu.com/fr/document/view/31132105/sahara-blend-amp-produits-dacrivacs-ministare-de-lacnergie-et-des-mines>

[16] Techniques nouvelles pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz (Les). Tome 1 Volume 1. Editions Technip, 1979 ; page 14.

[17] M. Amour, Essai de puits station, vol 3, Décembre 1969.

[18] W. Mebarki, Etude physico-chimique des rejets pétroliers de l'entreprise SONATRACH de BEJAIA, Mémoire de Master, Université A. Mira – Bejaia, 2021.

[19] ENSPM formation Industrie-IFP training, le pétrole, édition d'IFP, Paris, 2004.

[20] P. Withier, Le pétrole brut et fraction pétrolière, édition technip Paris, 1973.

[21] J.-P. Wuaquaier, le raffinage du pétrole tome 2, édition Technip, 1994.

[22] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/reserves-de-petrole-dans-le-monde>.

[23] <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

[24] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier>

[25] <https://theses.hal.science/tel-00839871/document> « Développement d'une méthodologie de modélisation cinétique de procédés de raffinage traitant des charges Lourdes »

[26] P. Leprince, "Procédés de transformation: Le Raffinage Du Pétrole", Editions Technip, Chap. 3, 1998.

[27] X. Montagne, J.C.Guibet. "Carburants liquides : Essences et carburants pour moteurs à allumage commandé". BE 8 544 Techniques de l'ingénieur, pp. 12-13, 2011

[28] S. Lalaoui, Caractérisation physico-chimiques des carburants des véhicules cas : essence super et gazole, Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira, Bejaia, 2015.

[29] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Sahara\\_Blend](https://fr.wikipedia.org/wiki/Sahara_Blend)

# *Chapitre III:*

## *Matériels et Méthodes*

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre, le matériel et les produits chimiques utilisés dans cette étude sont décrites. Les réactifs, les différents paramètres physico-chimiques et les protocoles expérimentaux utilisés pour mesurer ces paramètres ainsi que, les montages expérimentaux sont présentés.

### III.2 Equipements et produits chimiques

Le tableau III.1 présente l'ensemble des produits chimiques, matériels, et appareils utilisés pour contrôler la qualité de pétrole brut.

**Tableau III.1:** Equipements et produits chimiques utilisés dans les analyses [1].

Produits chimiques	Matériels	Appareils
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Condensat</li> <li>• Ethanol</li> <li>• Toluène</li> <li>• Acétone</li> <li>• Xylène</li> <li>• Solution organique (60% Toluène + 39% Isopropanol + 1% Acide nitrique HNO<sub>3</sub> [30%]).</li> <li>• Titre (AgNO<sub>3</sub> dans l'Isopropanol [0.01 mol/l]).</li> <li>• Eau distillée</li> <li>• Kit de Standards Toluène (teneur du soufre de 0 à 1000 ppm).</li> <li>• Gel de silice.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seringue en verre 10 ml.</li> <li>• Bécher et éprouvettes graduées (100 ml).</li> <li>• Flacons d'échantillons (1,5 ml et 20 ml) avec bouchons.</li> <li>• Tubes coniques avec bouchons.</li> <li>• Cuves 50 mm (ASTM D156) et 33 mm (ASTM D 1500).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Appareil Grabner MiniVap VPXpert</li> <li>• Densimètre automatique Mettler toledo (DM45) + Passeur d'échantillons (SC1).</li> <li>• Titreur automatique T5 (Mettler Toledo) + Poste de titrage (Rondolino).</li> <li>• Centrifugeuse Orto Alresa Digtor 21C.</li> <li>• Bain thermostaté + Portoir 6 places pour tubes.</li> <li>• Colorimètre Seta-Lovibond.</li> <li>• Analyseur du soufre (Elementar Trace S Cube) + Détecteur UV</li> </ul>

### **III.3 Echantillonnage**

Afin de répondre à notre objectif de travail, nous avons utilisé différents échantillons de pétrole brut. Après chaque test, les équipements et ses environnements sont nettoyés par des solvants (comme l'éthanol, l'acétone, gel de silice, et l'eau distillée) pour enlever tous les résidus.

### **III.4 Protocole d'échantillonnage**

A partir du point d'échantillonnage prévu pour cela, on introduit dans le bac, un récipient conçu spécialement pour ce genre de prélèvement. L'opération doit se faire en trois niveaux, si la hauteur du brut est égale ou dépasse 4.5 m, et ce au milieu des trois tiers du bac (supérieur, milieu et bas).

L'échantillon est dit un mélange, il doit être constitué à part égale des trois prélèvements. Deux prélèvements pouvant se faire de la même manière, si le niveau d'huile dans le bac, se situe entre 3 et 4.5 m. Les troisièmes prélèvements si le niveau est au dessous de 3 m. Dans le cas général, Il s'agit de trois prélèvements avant l'expédition et un seul après la vidange.

### **III.5 Paramètres de mesures physico-chimiques de pétrole brut**

L'analyse des propriétés physico-chimiques du pétrole brut et des produits pétroliers ont pour but de caractériser leur qualité d'une part. D'autre part, et de suivre ses procédures de traitement.

#### **III.5.1 Détermination de la tension de vapeur reid**

##### **III.5.1.1.Principe**

Une prise d'essai de volume 1 ml est prélevé de la bouteille d'échantillon et introduite, à une température de 20 °C, dans une chambre de mesure équipée d'un piston. Le piston se déplace jusqu'à ce que le volume final atteigne la valeur du rapport de volume vapeur / liquide (V/L) souhaité. La température de la chambre de mesure est ensuite réglée à la température de mesure.

##### **III.5.1.2. Appareillage**

- ✓ Appareil GRABNER MINIVAP VPXpert.
- ✓ Seringue en verre 10 ml.
- ✓ Bécher (100 ml).

- ✓ Solvant de rinçage (Condensat ou Ethanol).

### III.5.1.3. Norme de références

**ASTM D 323-15a:** Méthode d'essai standard pour la détermination de la pression de vapeur des produits pétroliers (Méthode Reid).

### III.5.1.4. Mode opératoire

- 1) Avant de commencer la mesure, bien refroidir l'échantillon (entre 0 et 5°C) ;
- 2) Mettre en marche l'appareil (**Figure III.1**);
- 3) Remplir la seringue par l'échantillon et placer la dans son emplacement;
- 4) Sélectionner «**Mesure**», appuyer sur «**ENTER**» puis choisir la norme «**ASTM D323**» ;
- 5) Remplir les champs
  - Id échantillon: Brut ou Condensat
  - Cycle de mesure : 1
  - Cycle de rinçage : 3
  - Type d'échantillon : Pétrole brut
  - Type d'analyse : no pression
- 6) Appuyer sur «**RUN**»;

A la fin de la mesure, remplir la seringue par le solvant et lancer un cycle de rinçage sélectionner «**Rince**» puis appuyer sur «**ENTER**» [1].



**Figure III.1:** Appareil GRABNER MINIVAP VPXpert [1].

### III.5.2 Détermination de la densité

La détermination précise de la densité à 15 °C du pétrole brut et de ses produits est nécessaire pour la conversion des volumes mesurés en volumes ou en masses, ou les deux, aux températures de référence (15 °C ou 60 °F) pendant le comptage transactionnel.

#### III.5.2.1.Principe

La mesure de la densité repose sur l'oscillation à induction électromagnétique d'un tube de verre en forme de « U ». Un aimant est fixé au tube en « U » et un transmetteur induit l'oscillation. La période d'oscillation ( $T$ ) est mesurée par un capteur.

L'échantillon est introduit dans le tube en « U » qui est mis en oscillation à sa fréquence caractéristique. La variation de la fréquence d'oscillation est directement proportionnelle à la masse volumique de l'échantillon.

#### III.5.2.2. Appareillage

- ✓ Densimètre automatique Mettler toledo (DM45) + Passeur d'échantillons (SC1).
- ✓ Flacons d'échantillons (20 ml) avec bouchons.
- ✓ Bécher (100 ml).
- ✓ Toluène et Acétone.

#### III.5.2.3. Norme de références

**ASTM D 5002-18:** Détermination de la masse volumique, la densité et la densité API des pétroles bruts par densimètre numérique.

#### III.5.2.4. Mode opératoire

- 1) Mettre le densimètre et le passeur d'échantillon (**Figure III.2**) sous tension et attendre jusqu'à ce que la température de mesure soit atteinte (30 min environ) ;
- 2) Vérifier que la cellule de mesure est propre et sèche ( $d_{\text{air}} \approx 0,0012 \text{ g/cm}^3$ ). Sinon, lancer un nettoyage de la cellule via le raccourci « **NET** »;
- 3) Vérifier le niveau des liquides de rejets. Vider le bidon s'il est trop rempli;
- 4) S'assurer que les quantités de solvants de rinçage sont suffisantes (**Rince 1:** Toluène et **Rince2:** Acétone);
- 5) Agiter la bouteille d'échantillon pour homogénéiserons contenu;

- 6) A l'aide d'un bécher remplir le flacon d'échantillon, puis fermer immédiatement après le remplissage;
- 7) Dans la page « **Home** » appuyer sur le raccourcis de la méthode « **BRUT** ou **COND** » pour mesurer la densité du brut ou du condensat respectivement ;
- 8) Dans le champ « **ID d'échantillon** », identifier l'échantillon puis appuyer sur « **Démarrer** » ;
- 9) Placer le flacon dans le passeur d'échantillons, puis appuyer sur « **OK** »;
- 10) Lors du remplissage de la cellule de mesure, vérifier l'absence des bulles d'air. Sinon, lancer un nettoyage et refaire l'opération de (5) à (9) [1].



Figure III.2: Densimètre automatique et Passeur d'échantillons [1].

### III.5.3 Détermination de salinité

#### III.5.3.1.Principe

Une prise d'essai de 10 ml est mélangé avec 90 ml d'une solution organique contenant 60% de toluène + 39% d'isopropanol + 1% d'acide nitrique  $\text{HNO}_3$  (30%). Le mélange est ensuite titré avec une solution de nitrate d'argent  $\text{AgNO}_3$  (0,01 mol/l) par titrage potentiométrique pour déterminer la teneur en chlorures.

#### III.5.3.2. Appareillage

- ✓ Titreur automatique T5 (Mettler Toledo) + Poste de titrage (Rondolino).
- ✓ Bêchers et éprouvettes graduées (100ml).
- ✓ Solution organique (60% Toluène + 39% Isopropanol + 1% Acide nitrique  $\text{HNO}_3$  [30%]).
- ✓ Titre ( $\text{AgNO}_3$  dans l'Isopropanol [0.01 mol/l]).
- ✓ Eau distillée et Condensat pour rinçage.

### III.5.3.3. Normes de références

**ASTM D 6470-99 (2015) :** Méthode d'essai standard pour la détermination des sels dans les pétroles bruts (par Méthode potentiométrique).

### III.5.3.4. Mode opératoire

- 1) Mettre le titreur et le poste de titrage sous tension (**Figure III.3**);
- 2) Vérifier que le flacon du  $\text{AgNO}_3$  (0.01ml/l) est rempli;
- 3) S'assurer que tous les tuyaux et bouchons ne présentent aucune fuite;
- 4) Placer l'électrode dans le poste de titrage;
- 5) Dans un bécher, mettre 90ml de la solution organique + 10ml d'échantillon;
- 6) Placer le bécher dans le poste de titrage;
- 7) Appuyer sur le raccourci « **CHLORURES** » dans l'écran d'accueil;
- 8) Donner le nom et le nombre des échantillons, puis appuyer sur « **Démarrer** »; A la fin d'analyse [1].



**Figure III.3:** Titreur automatique et Poste de titrage [1].

## III.5.4 Détermination du teneur en eau et sédiments

### III.5.4.1.Principe

Des volumes égaux de pétrole brut et de toluène saturé en eau sont introduits dans un tube de forme conique. Après centrifugation, le volume de la couche d'eau et de sédiments au fond du tube représente la BSW.

### III.5.4.2. Appareillage

- ✓ Centrifugeuse Orto AlresaDigtor 21C.
- ✓ Bain thermostaté + Portoir 6 places pour tubes.
- ✓ Tubes coniques avec bouchons.
- ✓ Bêchers (100ml).
- ✓ Solvant (Condensat, Xylène ou Toluène saturé en eau)

### III.5.4.3. Norme de références

**ASTM D 4007-11** : Méthode d'essai standard pour la détermination de la teneur en eau et sédiments dans le pétrole brut par centrifugation (procédure de laboratoire).

### III.5.4.4. Mode opératoire

- 1) Mettre en marche le bain thermostaté et régler la température à 60°C;
- 2) Allumer la centrifugeuse (**Figure III.4**) et démarrer le programme «N 00» de préchauffage;
- 3) Pour chaque échantillon, remplir deux (02) tubes coniques avec 50 ml de l'échantillon et ajouter 50 ml de solvant, puis agiter vigoureusement les tubes;
- 4) Immerger les tubes (bouchons légèrement ouverts) dans le bain pendant 15 min ;
- 5) Retirer les tubes du bain et agiter plusieurs fois, puis placer-les dans la centrifugeuse dans des positions opposés;
- 6) Choisir le programme « N° 01 » et démarrer la centrifugation ;
- 7) Retirer les tubes de la centrifugeuse et noter le volume d'eau et sédiments déposés au fond de chaque tube [1].

$$\text{Teneur en eau et sédiment (BSW)} = \% \text{ vol (tube1)} + \% \text{ vol (tube2)}$$



**Figure III.4:** Centrifugeuse et Bain thermostaté [1].

### **III.5.5 Détermination du teneur en soufre**

#### **III.5.5.1. Principe**

Un échantillon d'hydrocarbure est injecté dans un tube de combustion à haute température (1150°C environ) où le soufre (S) est oxydé en dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) dans une atmosphère riche en oxygène. Les gaz de combustion sont ensuite exposés à la lumière ultraviolette (UV).

Le principe de mesure est basé sur la fluorescence UV des molécules de SO<sub>2</sub> qui absorbent l'énergie de la lumière UV (de longueur d'onde 215 nm) et sont converties en dioxyde de soufre excité (SO<sub>2</sub>\*).

Les molécules de dioxyde de soufre excitées (SO<sub>2</sub>\*) reviennent ensuite à un niveau fondamental par fluorescence.

La fluorescence émise (longueur d'onde comprise entre 240 et 420 nm, pic à 320 nm) est détectée par un tube photomultiplicateur et le signal résultant est proportionnel à la concentration du soufre contenu dans l'échantillon.

#### **III.5.5.3. Appareillage**

- ✓ Analyseur du soufre (Elementar Trace S Cube) + Détecteur UV.
- ✓ Kit de Standards Toluène (teneur du soufre de 0 à 1000 ppm).
- ✓ Flacons d'échantillons (1,5 ml) avec bouchons.
- ✓ Porte flacons.
- ✓ Pipettes Pasteur.

#### **III.5.5.4. Normes de références**

**ASTM D 5453-16<sup>e1</sup>** : Méthode d'essai standard pour la détermination du soufre total dans les hydrocarbures légers, les carburants pour moteur à allumage commandé, les carburants pour moteur diesel et les huiles moteur par fluorescence ultraviolette.



#### **III.5.5.5. Mode opératoire**


- 1) Allumer le compresseur d'air, l'ordinateur, le détecteur et l'analyseur du soufre (**Figure III.5**);
- 2) Attendre que l'analyseur exécute l'initialisation et l'exécution de référence du VLS;

- 3) Lancer le logiciel d'exploitation, puis régler l'alimentation en air (Débit : 350 ml/min ; Pression: 1100 à 1150 mbar);
- 4) Pour allumer le four, réglez la température à **1150 °C** dans **Option > Réglages > Paramètres >> Températures / Four S (°C)** », puis cliquez sur « **OK** ».
- 5) Remplir les échantillons dans les flacons au moyen d'une seringue ou d'une pipette Pasteur. Fermer les flacons, puis placer-le dans le carrousel du VLS ;
- 6) Saisir pour chaque échantillon les données suivantes (**Tableau III.2**):

**Tableau III.2:** Données des échantillons.

Brut
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Standard blanc (2 fois);</li> <li>- Standards Scal100, Scal500 ou Scal1000 (2 fois);</li> <li>- Echantillon 1 (2 fois);</li> <li>- Standard Toluène (blanc);</li> <li>- Echantillon 2 (2 fois);</li> <li>- Terminer par le Toluène (blanc).</li> </ul>

- **Position du trou** : donner les positions des flacons dans le carrousel ;
  - **Méthode** : sélectionné (**5 µl** pour Brut) ;
  - **Coefficients** : choisir la courbe d'étalonnage ;
  - **Densité** : donner la densité de l'échantillon.
- 7) Afin de vérifier l'étalonnage, faire un marquage d'arrêt à la ligne du dernier standard:
    - Ouvrir la boîte de dialogue « **Régler le marquage d'arrêt** » en sélectionnant **Editer > Arrêt marquage** ;
  - 8) Donner le numéro de ligne, puis cliquez sur « **OK** »
  - 9) Démarrez l'analyse via **Système > Exécution automatique** ou **Système > Exécution unique** ou cliquez sur les boutons correspondants  / 
  - 10) Après l'arrêt de mesure, vérifier le « **S facteur** » dans : **Math > Facteur** (la fenêtre « **Facteur quotidien** » s'ouvre), appuyer sur « **YES** » (**S facteur** doit être compris entre 0.9 et 1.1). Sinon refaire l'étalonnage;
  - 11) Déplacer le marquage d'arrêt à la dernière ligne et redémarrer l'analyse ;

- 12) Pour mettre l'analyseur en veille: **Option > Réglage > Veille / Réveil**, ou cliquer sur les boutons correspondants 
- 13) Pour vider le flacon de rejets:
- Ouvrir la boîte de dialogue « **Empty flush bottle** » dans **Option > Maintenance > Echantillonneur de liquides > Empty flush bottle**, puis appuyer sur « **Yes** » ;
  - Réinitialiser l'échantillonneur en sélectionnant **Option > Maintenance > Echantillonneur de liquides > Reset**.
- 14) Pour arrêter l'analyseur :
- a. Couper l'alimentation en gaz, puis éteindre le four :
- Réglez la température à **0 °C** dans **Option > Réglages > Paramètres > « Températures / Four S (°C) »**, puis cliquez sur « **OK** » ;
  - Laisser le four se refroidir jusqu'à ce que la température soit inférieure à **55 °C**.
- 15) Quitter le logiciel d'exploitation, puis éteindre l'analyseur et ses périphériques [1].



**Figure III.5** : Analyseur du soufre [1].

## **II.6 Conclusion**

Dans le but de suivre la qualité de pétrole brut au niveau du complexe de transport par canalisation In-Amenas (RTI). Nous avons présenté un aperçu sur les équipements, les produits et les protocoles expérimentaux utilisés pour mesurer les différents paramètres physico-chimiques qui caractérisent la qualité de pétrole brut.

## *Références bibliographiques*

[1] Manuel opératoire du laboratoire de la raffinerie d'In-Amenas (TRC/RTI).

# *Chapitre IV:*

## *Résultats et Discussion*

### IV.1. Introduction

Ce chapitre résume l'ensemble des résultats obtenus sur le contrôle de la qualité de pétrole brut par la détermination de différents paramètres de mesure physico-chimiques.

### IV.2 Spécifications de qualité de pétrole brut

Dans le tableau ci-dessous; nous présentons les principales caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut:

**Tableau IV.1:** Caractéristiques physico-chimiques de pétrole brut [1].

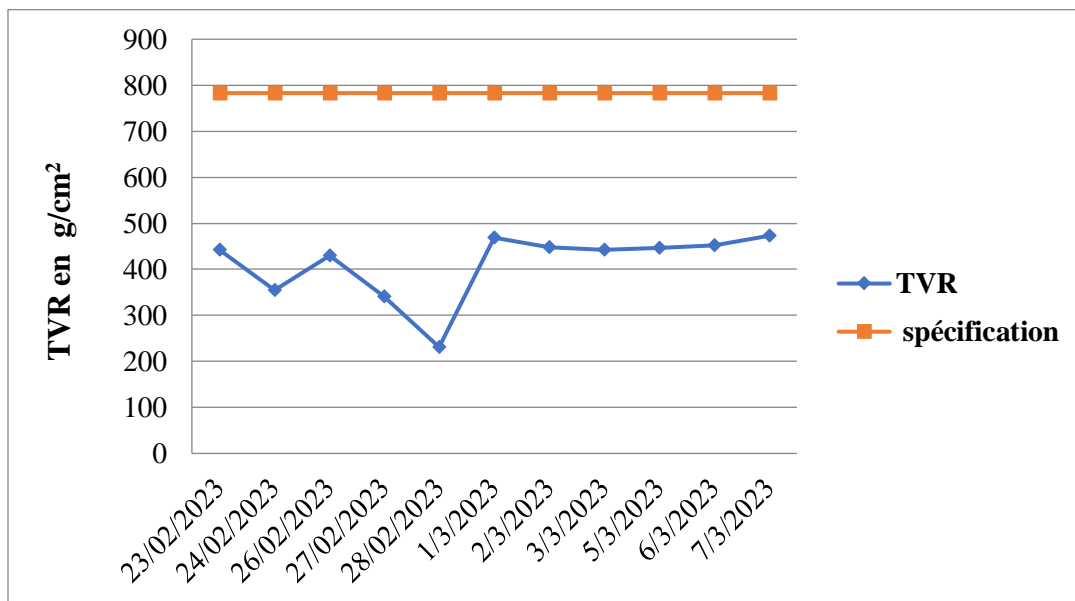
Caractéristiques	Unités	Spécifications
Densité à 15 °C		0,7902 – 0,8082
TVR	g/cm <sup>2</sup>	≤ 738
BSW	% vol	≤ 0,5
Teneur en sel (salinité)	% masse	≤ 0,008
Teneur en soufre	% masse	≤ 0,2

### IV.3 Variation des paramètres de mesures physico-chimiques de pétrole brut

Dans le but de déterminer les paramètres de mesures physico-chimiques de pétrole brut, nous avons effectué plusieurs analyses parmi les:

#### IV.3.1 Variation de la tension de vapeur REID

La figure IV.1 présente la variation de la tension de vapeur (TVR) de pétrole brut en fonction du temps



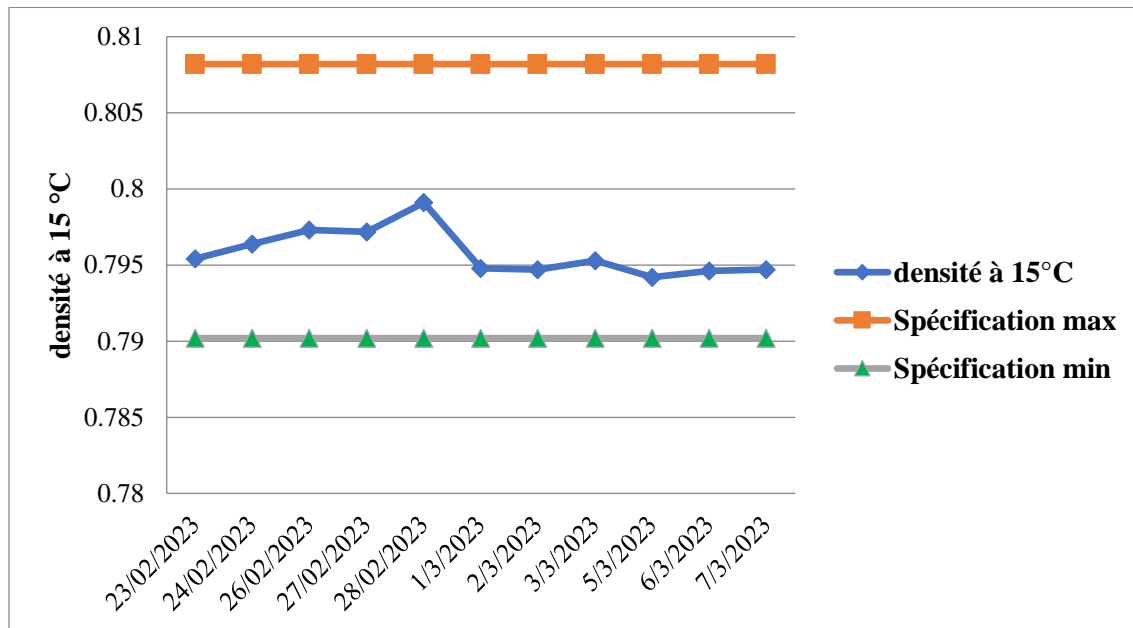
**Figure IV.1 :** Variation de la tension de vapeur de pétrole brut en fonction du temps.

Selon les résultats de la figure IV.1, on constate que les valeurs de la tension de vapeur Reid (TVR) sont en bon accord avec les valeurs normalisées qui ne doivent pas dépassées les 738  $gr/cm^2$ . Cela veut dire que nos échantillons sont dans les normes et on est loin d'avoir des phénomènes d'incendie ou d'explosion. Ces résultats s'expliquent par la bonne qualité de pétrole brut.

On mesure la TVR, car les gaz produits provoquent ainsi des dégâts au niveau des bacs de stockages et au niveau des navires à citernes comme les dégâts explosifs [2].

### IV.3.2 Variation de la densité à (15°C)

Une étude de la variation de la densité de pétrole brut en fonction de temps est illustrée dans la figure IV.2

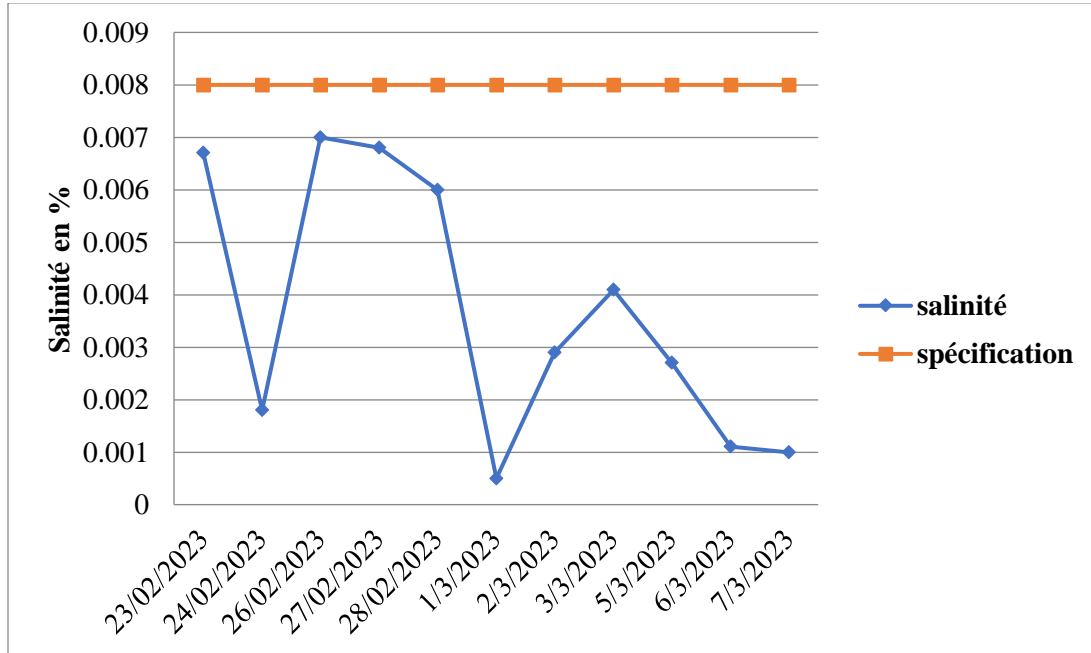


**Figure IV.2:** Variation de la densité de pétrole brut en fonction du temps.

D'après les résultats de la figure IV.2, on remarque que le pétrole brut étudié appartient à la fraction légère, un brut léger ( $d_{4}^{15} < 0.828$ ) de densité faible facilite la flottabilité de pétrole dans le cas de déversement. Cependant, 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) [2].

### IV.3.3 Variation de salinité

La figure IV.3 montre la variation de la salinité de pétrole brut étudié en fonction du temps.

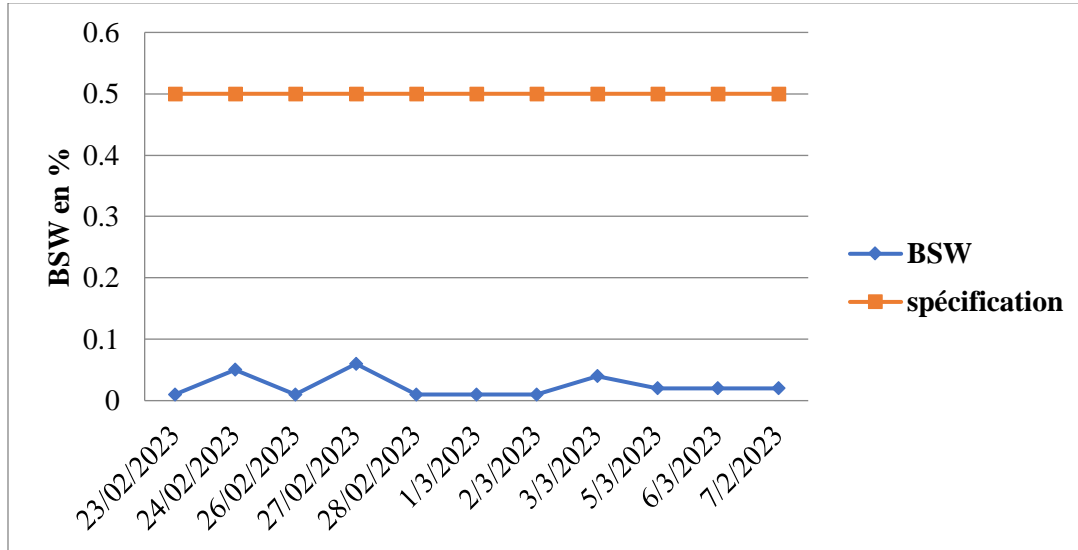


**Figure IV.3 :** Variation de la salinité de pétrole brut en fonction du temps.

Selon les résultats obtenus, la quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le pétrole brut une valeur de 0,0036 %. D'après le tableau IV.1 qui indique les limites contractuelles du brut, on distingue que les résultats obtenus sont dans les normes et ne dépassent pas les 0,008 %. Ces résultats montrent aussi 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 [2].

#### IV.3.4 Variation du teneur en eau et en sédiments

La figure IV.4 présente la variation du teneur en eau et en sédiments (BSW) de pétrole brut étudié en fonctions du temps.

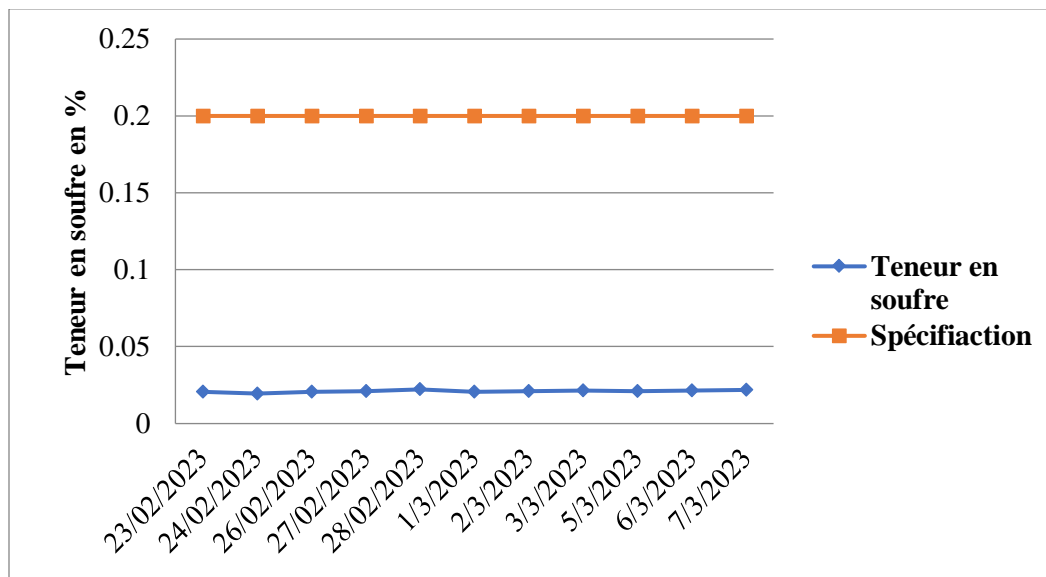


**Figure IV.4 :** Variation du teneur en eau et en sédiments de pétrole brut en fonctions du temps.

D'après cette figure, on remarque que les valeurs de la quantité des sédiments et d'eau sont en bon accord avec les valeurs normalisées qui ne doivent pas dépassées les 0,5%. Alors, les échantillons testés sont en bonne qualité. D'où, la présence des impuretés dans le pétrole brut influe d'une façon négative sur les caractéristiques et la composition du pétrole [2].

### IV.3.5 Variation du teneur en soufre

L'évolution de la teneur en soufre dans le pétrole brut en fonction du temps est présentée dans la figure IV.5.



**Figure IV.5 :** Evolution de la teneur en soufre dans le pétrole brut en fonction du temps.

À partir de nos résultats obtenus, on remarque que le pétrole brut analysé est caractérisé par des faibles teneurs en soufre ( $\leq 0,2\%$ ), ceci montre que nos échantillons sont de bonne qualité, et 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.

Alors, la teneur en soufre d'un brut est considérée comme un facteur très important. En effet, il provoque la détérioration des catalyseurs, il empoisonne aussi 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 [2].

#### **IV.4 Conclusion**

Dans ce travail, la caractérisation des différents échantillons nous a permis de suivre l'évolution des propriétés de mesure physico-chimiques pour certifier la qualité de pétrole brut étudié.

Alors, d'après les résultats obtenus sur le brut testé, on constate que:

- Le pétrole brut étudié est un brut léger non corrosif.
- Sa densité est inférieure à 0,808.
- La valeur de la tension de vapeur Reid (TVR) est bas (inférieur 738 gr/cm<sup>2</sup>).
- Il est caractérisé par une teneur minimale en eau et sédiments (traces non dosable).
- Il est non sulfureux, sa teneur en soufre étant inférieure à 0,5%.
- Il a un taux de salinité très faible

En vue des résultats obtenus, on peut conclure que le pétrole brut Algérien est un pétrole de très bonne qualité, car il présente une teneur minimale en eau et sédiments et un taux de salinité très faible. C'est pour cela que le pétrole algérien est trop demander au niveau international.

## *Références bibliographiques*

[1] Manuel opératoire du laboratoire de la raffinerie d'In-Amenas (TRC/RTI).

[2] S. ABBED S. AGGOUN, étude de valorisation des bruts provenant des champs pétrolières Algériennes , Mémoire de Master, université M'HAMED BOUGARA, Boumerdas, (2016).

*Conclusion générale*

Ce travail a été effectué dans la Raffinerie d'In-Amenas (TRC), et plus particulièrement au sein de complexe RTI et de son laboratoire pour caractériser la qualité de pétrole brut.

Dans cette étude, nous avons effectué une série des analyses physico-chimiques, à savoir: la tension de vapeur REID (TVR), la densité, la salinité, la teneur en eau et sédiments (BSW) et la teneur en soufre sur la qualité de pétrole brut.

D'après les résultats obtenus, nous avons constaté que le brut Algérien est un brut léger et non corrosif, puisqu'il est caractérisé par une densité inférieure à 0,808 et une teneur en eau et sédiment (BSW) inférieure à 0,5%, avec une valeur de tension de vapeur (TVR) inférieure à 738 g/cm<sup>2</sup>. La quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut est une valeur de 0,0036 %, avec des faibles teneurs en soufre ( $\leq 0,2\%$ ).

Après avoir comparés les résultats obtenus avec les normes recommandés. Nous pouvons conclure que: Les valeurs de densité, BSW, TVR, la quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut et le soufre sont conformes aux normes recommandées.

En vue des résultats obtenus, on peut conclure que le pétrole brut Algérien est un pétrole de très bonne qualité, car il présente une teneur minimale en eau et sédiments et un taux de salinité très faible. C'est pour cela que le pétrole algérien est trop demander à l'échelle internationale.

## *Résumé*

Cette étude consiste à contrôler la qualité de pétrole brut au niveau de la raffinerie d'In-Amenas (TRC), au sein du complexe RTI par une série des analyses physicochimiques, à savoir: la tension de vapeur REID (TVR), la densité, la salinité, la teneur en eau et sédiments (BSW) et la teneur en soufre sur le pétrole brut. Les résultats des analyses obtenus ont été montrés que tous les paramètres mesurés sont dans les normes recommandés. D'après le contrôle de la qualité de ce pétrole on constate que le brut Algérien est un brut léger, car il est caractérisé par une densité légère inférieure à 0,828. En plus, il présente une teneur minimale en eau et sédiments avec un taux de salinité très faible. C'est pour cela que le pétrole algérien est trop demander à l'échelle internationale.

**Mots clés:** Pétrole brut, analyses physicochimiques, densité, TVR, BSW.

---

## *Abstract*

This study consists in controlling the quality of crude oil at the level of the In-Amenas refinery (TRC), within the RTI complex by a series of physicochemical analyses, namely: the REID vapor pressure (TVR), the density, salinity, water and sediment content (BSW) and sulfur content on crude oil. The results of the analyzes obtained have shown that all the parameters measured are within the recommended standards. According to the quality control of this oil, it can be seen that the Algerian crude is a light crude, because it is characterized by a light density lower than 0.828. In addition, it has a minimum water and sediment content with a very low salinity rate. This is why Algerian oil is asking too much on an international scale.

**Key words:** Crude oil, physico-chemical analyses, density

## ملخص

تتكون هذه الدراسة من التحكم في جودة النفط الخام في مصفاة عين اميناس (TRC) داخل مجمع RTI من خلال سلسلة من التحليلات الفيزيائية الكيميائية، وهي: ضغط بخار (TVR) والكثافة والملوحة ومحتوى الماء والرواسب (BSW) ومحتوى الكبريت على النفط الخام. أظهرت نتائج التحليلات التي تم الحصول عليها أن جميع المعلمات المقاسة تقع ضمن المعايير الموصى بها. وفقاً لمراقبة جودة هذا النفط، نجد أن الخام الجزائري هو خام خفيف، لأنه يتميز بكثافة ضوئية أقل من 0.828. بالإضافة إلى ذلك، يحتوي على الحد الأدنى من المياه والرواسب مع ملوحة منخفضة جداً. هذا هو السبب في أن النفط الجزائري أكثر من اللازم لطلبه دولياً.

**الكلمات المفتاحية:** ،النفط الخام ، التحليلات الفيزيائية والكيميائية ، الكثافة، TVR, BSW