

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A.MIRA – BEJAIA

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie Des Procédés

Spécialité : **Génie Des Polymères**

Thème

*Le pétrole brut Algérien de Hassi Messaoud à Bejaïa :
transport, contrôle de qualité et stockage*

Réalisé par

BOUICHE Chahinez

KHIMOUM Amira

Membres de jury

Présidente : Dr. N. DEHOUCHE

Examinatrice : Dr. N. HAMOUR

Promotrice : Dr. K. GUESSOUM

Année Universitaire 2020/2021

Remerciements

On remercie le bon dieu qui a éclairé notre chemin et qui nous a donné la foi, la santé et le courage pour réaliser ce travail.

Tout d'abord ce travail, ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de M^{me} K. GUESSOUM, on la remercie pour la qualité de son encadrement, pour sa patience et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire ;

On remercie aussi nos parents qui nous ont toujours encouragés dans la poursuite de nos études, ainsi que pour leur aide, leur compréhension et leur soutien.

Nos sincères considérations et remerciement sont également exprimés aux membres de jury qui nous ont fait honneur par leurs présences et pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à tous les responsables de l'entreprise « SONATRACH-BEJAIA » et les responsables de service laboratoire d'analyse de pétrole qui a bien voulu accepter pour effectuer un stage pratique.

Finalement, on remercie l'Université de Bejaia et le département de Génie des Procédés.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A ma mère, pour son amour, ses encouragements et ses sacrifices ;

A mon père, pour son soutien, son affection et la confiance qu'il m'a accordé ;

A ma chère sœur Letícia et mon cher frère Islem pour leurs soutiens et encouragement ;

A mon fiancé, qui n'a pas cessé de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études ;

A mes beaux parents;

A ma tante Sabrina et mes petites cousines Dina ,Lina et Yara ;

A mes chères grands mères Zohra et Mira ;

A la mémoire de mon grand père décédé, qui m'a toujours poussé et motivé dans mes études ;

A mes copines Warda, Malika et Wissam et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

A moi-même

Chahinez

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une

Immense joie que je dédie ce travail à :

Mes chers parents

qui m'ont soutenue tout au long de ma vie

A mes sœurs

Nana ,Djahida ,Houria ,Lila et Meriem

A mes frères

Larbi ,Halim et Fatah

A ma belle maman adorée tassadit ainsi mes petits anges

Hayette ,Reyadou ,Amir ,Khaled et Houda

A mes chers amis et ma promotrice madame GUESSOUM

A moi-même

Amira

A decorative red border with a wavy, ribbon-like shape that frames the text.

Liste des figures

Liste des figures

Figure I.1 : Description du Réseau de Transport par Canalisation des hydrocarbures pour l'Année 2021	7
Figure I.2 : Parc de stockage du pétrole brut de SONATRACH Bejaia.....	10
Figure I.3 : Les manifolds départ et arrivée.....	12
Figure I.4 : L'Organigramme de différents sous- directions et départements de la RTC	13
Figure II.1 : Schéma d'un bac de stockage	20
Figure III.1 : a : Aéromètre ; b : Thermomètre ; c : Eprouvette graduée	33
Figure III.2 : Schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid	35
Figure III.3 : a : Centrifugeuse ; b : Tubes à centrifuger ASTM	37
Figure III.4 : Potentiomètre	38
Figure IV.1 : a : Bouteille listée ; b : la sonde	43
Figure IV.2 : Schéma de mesure de la densité du pétrole brut	43
Figure IV.3 : Schéma de mesure de la tension de vapeur REID	44
Figure IV.4 : Schémas simplifié montrant la méthode de transfert de l'échantillon d'un récipient du type ouvert dans la chambre à carburant	47
Figure IV.5 : Appareil de mesure de la teneur en soufre total dans le pétrole brut	48
Figure IV.6 : Schéma de mesure de la teneur en eau et sédiment BSW	50
Figure IV.7 : Schéma de mesure de la teneur en sels	51
Figure IV.8 : Les courbes représentent la densité et la masse en fonction du temps	56
Figure IV.9 : La courbe représente la TVR en fonction du temps	57
Figure IV.10 : La courbe représente la salinité en fonction du temps.....	58



Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Les différentes utilisations actuelles du pétrole	21
Tableau II.2 : Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers	23
Tableau II.3: Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers	24
Tableau II.4: Structure de composés azotés présents dans les produits pétroliers.....	24
Tableau II.5: Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers	25
Tableau II.6: Structure de composés organométalliques présents dans les produits pétroliers	25
Tableau II.7: La teneur en huiles de base et leur qualité	28
Tableau II.8 : Les remèdes contre les agents corrosifs	31
Tableau IV.1 : Résultats des tests physico-chimiques du pétrole brut	54
Tableau IV.2 : Résultat de la masse du pétrole brut	55



Liste des abréviations

Liste des abréviations

- AFNOR** : Association Française de Normalisation (France)
- API** : American Petroleum Institute
- ASTM** : American Society for Testing Materials
- BDM** : Direction Corporate Business Development et Marketing
- BS&W**: Basic Sediment & Water
- D¹⁵₄**: Densité à 15°C par rapport à l'état standard de l'eau à 4°C
- GEM** : Gazoducs Enrico Mattei
- GNL** : Gaz Naturel Liquéfié
- GPDF** : Gazoduc Pedro Duran Farell
- GPL** : Gaz du Pétrole Liquéfié
- ISO** : Organisation internationale de normalisation
- NF** : Norme Française
- PM** : Poids Moléculaires
- PSI** : Pound Square Inch
- RTC** : Région Transport Centre de Bejaia
- STC** : Système de Transport Par Canalisation
- TRC** : Transport par Canalisation
- TVR** : Tension de Vapeur Reid



Sommaire

Sommaire

Liste des figures	I
Liste des tableaux.....	II
Liste des abréviations.....	III
Introduction générale	1

Chapitre I : Présentation de la SONATRACH

I.1. SONATRACH.....	3
I.1.1. Les missions et les activités de SONATRACH.....	3
I.1.1.1. Exploration -Production (E&P)	3
I.1.1.2. Le transport par canalisation (TRC)	4
I.1.1.3. Liquéfaction et séparation	4
I.1.1.4. Raffinage & Pétrochimie.....	5
I.1.1.5. Commercialisation.....	5
I.1.2. Description du réseau de transport.....	5
I.1.3. Les régions de transport par canalisations	6
I.2. La direction régionale de Bejaia.....	7
I.2.1. Présentation de la Région Transport Centre Bejaïa.....	7
I.2.1.1. Oléoduc (OB1) Haoud El Hamra – Béjaïa	8
I.2.1.2. L'oléoduc (OG1) Béni-Mansour – Alger.....	8
I.2.1.3. Le gazoduc (GG1) Hassi R'mel - Bordj Menaiel.....	8
I.2.1.4. Bouée de chargement de pétrole en mer (de type SPM).....	8
I.2.2. Mission et activité de la région de transport centre de Béjaïa RTC	9
I.2.3. Présentation du terminal marin (Nord et Sud).....	9
I.2.3.1. Le parc de stockage Nord	

I.2.3.1. Le parc de stockage Sud	10
I.2.3.3. Port pétrolier	12
I.2.4. Organisation de la direction régionale Béjaïa	12
I.2.5. Présentation des différentes structures de RTC.....	14
I.2.5.1. Sous-direction exploitation.....	14
I.2.5.2. Sous.-direction administration.....	14
I.2.5.3. Sou.-direction finance et juridique.....	15
I.2.5.4. Sous-direction technique.....	15
I.2.5.5. Section archive et documentation.....	17
I.2.6. Autres structures de la RTC.....	17
 Chapitre II : Généralités sur le pétrole brut	
II.1. Pétrole brut.....	19
II.2. Origine et formation du pétrole brut	19
II.3. Stockage et transport du pétrole.....	19
II.3.1. Transport du pétrole	19
II.3.2. Stockage du pétrole	20
II.4. Les différentes utilisations du pétrole.....	21
II.5. composition élémentaire du pétrole brut et leurs divers groupements.....	22
II.5.1. Les hydrocarbures.....	22
II.5.1.1. Hydrocarbures paraffiniques (alcanes).....	22
II.5.1.2. Hydrocarbures naphténiques (cyclanes).....	22
II.5.1.3. Hydrocarbures aromatiques	23
II.5.2. Composés organiques hétéroatomiques	23
II.5.2.1. Les composés sulfurés.....	23

II.5.2.2. Les composés azotés	24
II.5.2.3. Les composés oxygénés	24
II.5.3. Composés organométalliques	25
II.5.4. Composés chimiquement mal définis.....	25
II.5.4.1. Les asphèltènes.....	25
II.5.4.2. Les résines.....	25
II.6. Classification des pétroles.....	26
II.6.1. Méthode chimique.....	26
II.6.1.1. Les pétroles paraffiniques	26
II.6.1.2. Les pétroles naphéniques ou cycliques	26
II.6.1.3. Les pétroles aromatiques	26
II.6.1.4. Les pétroles mixtes.....	26
II.6.2. Classification industrielle.....	27
II.6.3. Méthode technologique (marchande)	27
II.6.3.1. Teneur en Soufre dans le pétrole brut et dans les fractions pétrolières.....	27
II.6.3.2. Teneur en fractions Claires " PF = 350 C°	27
II.6.3.3. En fonction de La teneur en huiles de base	27
II.6.3.4. En fonction de La teneur des paraffines	28
II.7. Les bruts de référence	28
II.7.1. Le West Texas Intermediate (WTI).....	28
II.7.2. Le Brent.....	29
II.7.3. Le Dubaï light.....	29
II.7.4. En Algérie	29
II.7.4.1. Principales caractéristiques	29

II.7.4.2. Répartition des produits issus du fractionnement du Sahara Blend	29
II.8. Les problèmes de corrosion dans l'industrie pétrolière	30

Chapitre III : Caractérisation et propriétés de pétrole brut

III.1. La densité	32
III.2. La viscosité	34
III.3. La tension de vapeur REID.....	34
III.4. La masse molaire	35
III.5. L'acidité	35
III.6. Point de trouble, point de congélation, et le point d'écoulement	36
III.7. Teneur en soufre	36
III.8. Teneur en eau et sédiments	36
III.9. Teneur en sels.....	37
III.10. Teneur en asphaltènes.....	38
III.11. Point éclair.....	38
III.12. Corrosion à la lame de cuivre	39
III.13. Teneur en métaux	39
II.14. Teneur en mercure	40

Chapitre IV : Matériels Et Résultats d'Analyses

IV.1. l'échantillonnage	41
IV.1. 1. Echantillon tous niveau	41
IV.1. 2. Echantillon moyen.....	41
IV.2. Analyses du pétrole brut	43
IV.2.1. Densité	43
IV.2.2. Tension de vapeur Reid du pétrole brut	44

IV.2.3. teneur en soufre	47
IV.2.4 Teneur en eau et sédiments (BSW)	50
IV.2.5. la salinité	52
IV.3. Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion	53
IV.3.1. Collecte des données et interprétation	53
IV.3.1.1. Densité	54
IV.3.1.3. Teneur en sel	57
IV.3.1.2.Tension de Vapeur Reid.....	58
Conclusion générale	59
Références bibliographiques	60



Introduction générale

Introduction générale

Un hydrocarbure est un composé organique contenant exclusivement des atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H). On utilise le terme d'hydrocarbures pour désigner le pétrole brut. Indispensable à notre civilisation plus que n'importe qu'elle autre produits; le pétrole a considérablement changé le cours de l'histoire et notre quotidien. Ses caractéristiques très avantageuses dont il dispose et son omniprésence constituent un enjeu géopolitique à travers le monde [1]. Et son exploitation ainsi que son exploration ont exigé le progrès de nombreuses sciences et technologie. Dix des plus grandes sociétés privées de la planète, cinq sont des compagnies pétrolières ; de ce fait aujourd'hui l'économie mondiale repose essentiellement sur lui [2].

De nos jours, il difficile de vivre sans les ressources pétrolières. Ce produit, fruit des dégradations et maturations successives de matières organiques et minérales, est à la base de notre économie mondiale. Le pétrole est devenu le véritable vecteur de la révolution industrielle. C'est une énergie dense, il constitue la première source d'énergie dans le monde.

Pendant la révolution industrielle, les changements techniques et sociaux entraînent une forte demande de produit raffiné. Grâce aux méthodes de raffinage, le pétrole s'est ainsi imposé comme un produit pratique.

En Algérie, le brut de référence est appelé « Sahara Blend », qui est un brut léger caractérisé par sa très basse teneur en soufre [3].

Des méthodes d'analyses normalisées ont été développées pour déterminer les principales propriétés physico-chimiques qui vont conditionner leurs traitements ultérieurs, qui correspondent à des méthodes expérimentales normalisées selon les normes : ASTM, ISO, AFNOR....

Ce travail de mémoire de fin d'étude a été réalisé en collaboration de l'université A.MIRA Bejaia avec l'unité SONATRACH de Bejaia afin d'approfondir dans le domaine d'analyse du pétrole brut. Ce mémoire se devise en quatre chapitres :

Le premier chapitre est dédié à une présentation de l'entreprise SONATRACH, la direction régionale de Bejaia et les différentes structures;

Le deuxième chapitre est dédié à une étude bibliographique sur le pétrole brut et ses différentes compositions ainsi sa formation et son transport et stockage.

Le troisième chapitre concerne les caractérisations et propriétés du pétrole brut pour déterminer ses différentes propriétés physico-chimiques ;

Ensuite, en entame en quatrième chapitre notre procédure expérimentale dans laquelle nous présenterons des essais normalisés menés sur le pétrole brut afin de déterminer leurs caractéristiques physico-chimiques qu'on a fait durant notre période de stage.

Chapitre I
Présentation de l'entreprise SONATRACH

Chapitre I

Présentation de l'entreprise de SONATRACH

I.1. SONATRACH [2]

SONATRACH ou « Société National intervenant dans la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des hydrocarbures », Née le 31 décembre 1963, SONATRACH est une compagnie étatique algérienne et un acteur international majeur dans l'industrie des hydrocarbures.

Le groupe pétrolier et gazier fut classé 1^{er} en Afrique et 12^{ème} dans le monde en 2013. Elle est la 4^{ème} exportateur dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation mondiale de GNL, et la 3^{ème} exportateur mondial de GPL et la 5^{ème} exportateur de Gaz Naturel.

Elle est une entreprise internationale par son domaine d'activité d'industrie pétrolière. SONATRACH est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploitation, la production, le transport par canalisation, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés c'est ça l'objet de sa création.

SONATRACH se développe également dans les activités de pétrochimie, de génération électrique, d'énergie nouvelle et renouvelable, de dessalement d'eau de mer et d'exploitation minière.

I.1.1. Les missions et les activités de SONATRACH

Les métiers de base de SONATRACH portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à leur transformation et leur commercialisation aux consommateurs. Il est possible de classer ces métiers en cinq activités globales [4].

I.1.1.1. Exploration -Production (E&P) [4]

L'Activité Exploration-Production (EP) de SONATRACH a pour mission la recherche, le développement, l'exploitation et la production des hydrocarbures.

Elle s'articule autour de trois axes :

- ✓ Le développement et l'exploitation des gisements pour une valorisation optimale des ressources ;
- ✓ La gestion des activités en partenariat dans les phases d'exploration, de développement et d'exploitation des gisements ;
- ✓ La recherche, la négociation et le développement de nouveaux projets sur le territoire national et à l'international.

I.1.1.2. Le transport par canalisation (TRC) [4]

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).

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.

I.1.1.3. Liquéfaction et séparation [4]

L'Activité Liquéfaction-Séparation (LQS) a pour mission la transformation des hydrocarbures par la liquéfaction du gaz naturel et la séparation des GPL.

Pionnière dans le GNL, SONATRACH s'est hissée parmi les tous premiers acteurs mondiaux dans la production et la commercialisation du Gaz Naturel Liquéfié et des sous-produits tels que l'Ethane le Propane Butane et la Gazoline.

Appartenant à l'Activité Liquéfaction et Séparation, le premier Complexe de liquéfaction dans le monde dénommé GL4Z (ex-CAMEL) a vu le jour en 1964 à Arzew, au fur et à mesure et en réponse à une forte demande du marché mondial, SONATRACH a vu

ses capacités de production se consolider par l'entrée en production de quatre nouveaux Complexes de liquéfaction pour culminer sur une capacité totale de 56 millions de m³/an.

I.1.1.4. Raffinage & Pétrochimie

L'Activité Raffinage & Pétrochimie a pour mission essentielle l'exploitation et la gestion de l'outil de production du Raffinage et de la Pétrochimie, pour répondre principalement à la demande du marché national en produits pétroliers [4].

I.1.1.4. Commercialisation [4]

L'activité commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers (Com) a pour mission de veiller aux approvisionnements énergétiques du marché national, sa première mission statutaire en tant que garant du service public, et à la valorisation des hydrocarbures liquides et gazeux, primaires et transformés, exportés sur les marchés internationaux.

SONATRACH est parmi les tops 10 des pays exportateurs de gaz dans le monde et le 1er pays exportateur de gaz en méditerranée. L'Algérie est aujourd'hui, le troisième exportateur de gaz de l'Europe après la Russie et la Norvège. L'acheminement du gaz à destination de l'Europe se fait par le biais de trois gazoducs : GPDF (Gazoduc Pedro Duran Farrell), GEM (Gazoducs Enrico Mattei) et MEDGAZ (C'est un gazoduc qui relie les installations algériennes de Béni Saf jusqu'au port d'Almería en Espagne en passant sous la mer Méditerranée).

I.1.2. Description du réseau de transport [5]

Le Réseau de transport des hydrocarbures liquides et gazeux est constitué d'un ensemble de canalisations, de stations de pompage, de stations de compression, de parcs de stockage, assurant le transport des effluents issus des champs de production, d'un centre de stockage ou d'un dispatching, 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 et les installations de chargement situées au niveau des ports 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.

Ce réseau de transport est composé de deux parties complémentaires:

- Un réseau sud, qui assure le transport :
 - ✓ Des effluents issus des gisements vers Haoud El Hamra (CDHL) pour le pétrole brut et le Condensat et vers Hassi-R'mel (CNDG) pour le Gaz naturel et le GPL;
- 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 de Hassi-R'mel vers les complexes de séparation.

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 Aménas au port pétrolier de Laskhirra en Tunisie;
- Des quantités de Gaz naturel destinées à la réinjection et aux besoins du marché national.

I.1.3. Les régions de transport par canalisations

SONATRACH exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de transport par canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 705 km [6].

La gestion desdits STC s'opère à travers six (06) directions régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) directions opérationnelles (GEM et GPDF) comme montré sur la figure I.1 [6].

- Région Transport Ouest Arzew (RTO) ;
- Région Transport de Haoud El- Hamra (RTH) ;
- Région Transport Est Skikda (RTE) ;
- Région Transport d'In Aménas (RTI) ;
- Région Transport Centre Bejaia (RTC) ;
- Région Transport Hassi R'Mel (HRM) ;

- Gazoduc Italie (par El Kala) (GEM) ;
- Gazoduc Espagne (par Mostaganem) (GPDF).

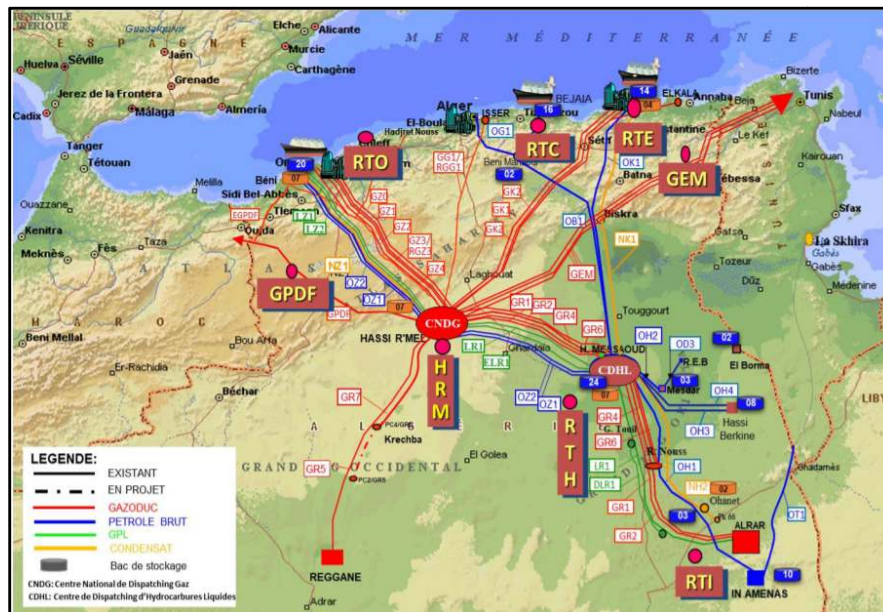


Figure I.1 : Description du réseau de transport par canalisation (RTC) des hydrocarbures pour l'Année 2021 [6].

L'activité TRC assure le transport des différents hydrocarbures par pipeline, dont ces derniers sont [5]:

- **Les hydrocarbures liquides:** Pétrole brut, Condensat et le GPL.
- **Les hydrocarbures gazeux:** Le gaz naturel.

I.2. La direction régionale de Bejaia

I.2.1. Présentation de la région transport centre Bejaïa (RTC) [7]

La direction régional de Bejaia l'une des huit directions opérationnelles qui comporte l'activité de transport par canalisations des hydrocarbures avec les régions, d'AZREW, SKIKDA, HAUD ELHMRA, elle se situe à 2 km au sud-ouest de la ville de Bejaia, elle comporte d'un gazoduc (GG1) et deux oléoduc (OB1 et OG1) .

La région transport centre de Bejaïa est chargée de l'exploitation de deux oléoducs et d'un gazoduc .

I.2.1.1. Oléoduc (OB1) Haoud El Hamra – Béjaia [8]

Cet oléoduc est le premier pipe-line installé en Algérie par la société pétrolière SOPEG (société pétrolière de gérance). Il est d'une longueur de 668 km et d'un diamètre de 24 puces avec une capacité de transport de dix sept (17) millions de tonnes de pétrole brut et de condensat par an vers le terminal marin de Bejaïa. Plusieurs stations de pompage intermédiaires ont été réalisées pour assurer le débit voulu à savoir:

- SPA : station satellite (Touggourt) ;
- SP1 BIS : station de pompage à Djemaa (El-Oued) ;
- SPB : station satellite Biskra ;
- SP2 : station de pompage à Biskra ;
- SPC : station satellite (M'Sila) ;
- SP3 : station de pompage à M'Sila ;
- SPD : station satellite (Béni-Mansour) ;
- SBM : station de pompage Béni-Mansour ;
- TRA : terminal raffinerie d'Alger ;
- TMB : terminal marin de Bejaia.

I.2.1.2. L'oléoduc (OG1) Béni-Mansour – Alger [8]

Réalisé en 1970 d'une longueur de 130 km et d'un diamètre de 20 puces allant de Béni Mansour vers la raffinerie d'Alger. Remplacé par un autre oléoduc DOG1 en 2005.

I.2.1.3. Le gazoduc (GG1) Hassi R'mel - Bordj Menaiel [8]

Ce gazoduc est d'une longueur de 437 km et d'un diamètre de 42 puces alimente en gaz naturel, depuis 1981, toutes les villes et pôles industriels du centre du pays avec une quantité de sept milliards de mètre-cube (m³) par an.

I.2.1.4. Bouée de chargement de pétrole en mer (de type SPM) [7]

Elle est placée à plusieurs Kilomètres au large du port de Bejaia. Cette bouée en rades de chargement off-shore est conçue pour charger dans des conditions climatiques sévères, des navire- citernes (tankers) de capacités allant jusqu'à 320 000 Tonnes. Cette bouée off-shore dispose d'un débit de chargement de 10 000 Tonnes/Heure.

I.2.2. Mission et activité de la région de transport centre de Bejaia RTC [7]

La région transport centre de Bejaïa (RTC) est chargée du transport, du stockage, et de la livraison des hydrocarbures aux navires et à la raffinerie de Sidi-Arcine (Alger) et la sauvegarde de son patrimoine. Elle gère les trois ouvrages énoncés précédemment, à savoir :

- Le gazoduc (GG1) ;
- L'oléoduc (OB1) ;
- L'oléoduc (DOG1).

Pour maintenir ces ouvrages en bon état de fonctionnement, la RTC assure les opérations de :

- Maintenance et protection des installations ;
- Conception et réalisation de nouveaux projets ;
- Entretien préventif ;
- Gardiennage et surveillance.

I.2.3. Présentation du terminal marin (Nord et Sud) et du port pétrolier [7]

Le terminal marin est situé à 2 km au Sud-ouest de la ville de Bejaïa. Il est limité au nord par une voie ferrique, au sud par l'oued Soummam, à l'est par le golf de Bejaïa et à l'ouest par la route national. Le terminal marin de Bejaïa se compose (figure I.2) :

- D'un parc de stockage Nord.
- D'un parc de stockage Sud.

Ses principales fonctions sont :

- Le stockage des produits pétroliers arrivant par l'oléoduc vers les bacs,
- Le chargement des pétroliers.

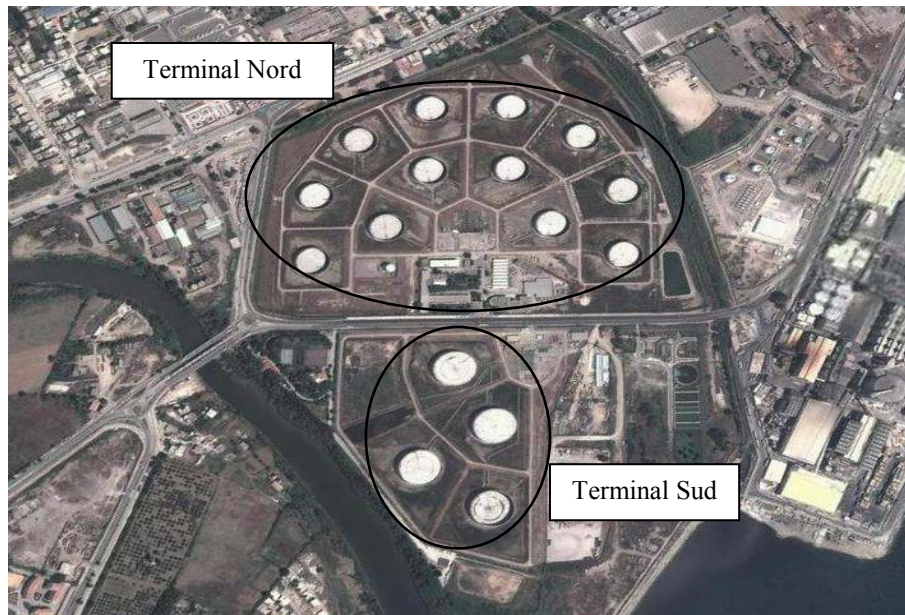


Figure I.2 : parc de stockage du pétrole brut de SONATRACH Bejaia.

I.2.3.1. Le parc de stockage Nord [7]

Ce parc dispose de:

- 12 bacs à toit flottant d'une capacité unitaire de $35\,000\text{ m}^3$ et d'un volume utile unitaire de $27\,500\text{ m}^3$, Le diamètre des bacs est de 56 m et leur hauteur cylindrique est de 14,4m. Ces bacs servent essentiellement au stockage de pétrole brut. Ces bacs sont désignés comme suit: 4F6, 4A7, 4A8, 4C9, 4D10, 4B11, 4B12, 4E1, 4F5, 4C4, 4D3, 4E2.
- 1 bac à toit fixe d'une capacité de $2\,900\text{ m}^3$. Le diamètre du bac est de 14,4 m et sa hauteur cylindrique est de 16 m. Ce bac est destiné à recevoir les produits issus de la gare racleur en cas de décharge des soupapes de sécurité, mais sert également à récupérer les purges des collecteurs et manifolds. Ce bac est nommé comme suit: 4Y1.

I.2.3.2. Le parc de stockage Sud [7]

Ce parc dispose de :

- 4 bacs à toit flottant d'une capacité unitaire de $50\,000\text{ m}^3$ et d'un volume utile unitaire de $41\,000\text{ m}^3$. Le diamètre des bacs est de 68 m et leur hauteur cylindrique est de

14,65 m. Ces bacs servent essentiellement au stockage de condensât mais peuvent aussi contenir du brut. Ces bacs sont désignés comme suit: R13, R14, R20, R21.

Pour faire fonctionner le parc de stockage, le terminal marin dispose des équipements suivant:

- Une salle de contrôle ;
- Une gare racleur arrivée ;
- Un manifold arrivé ;
- Salle électrique ;
- Deux manifolds de départ (Nord & Sud) ;
- Onze (11) lignes de transfert bac à bac ;
- Trois (3) lignes de chargement vers le port pétrolier ;
- Une (1) ligne de chargement en mer ;
- Un poste de chargement Sea line pour le chargement SPM.

Ces manifolds consistent en un ensemble de canalisations, vannes et autres équipements annexes et constituent les postes d'aiguillage pour assurer tous les mouvements de produit (figure I.3), notamment:

- Le remplissage par pipe-line ;
- Le remplissage et la vidange sélectifs de réservoirs ;
- Le transfert d'un réservoir à un autre (transvasement).

Cette salle électrique est divisée en trois chambres, haute tension, moyenne et basse tension. On trouve dans la chambre de haute, les deux arrivées de SONALGAZ, Dans la chambre de moyenne tension, on trouve deux transformateurs 5.5kV/380V redondant, un transformateur 380V/380V pour extraire le neutre du secondaire, Dans la chambre de basse tension, on trouve des batteries rechargeables, des redresseurs de tension, des chargeur des batterie et des armoires contenant les automates Allen Bradley et siemens S7 300 , S7 400 et un ordinateurs pour la supervision des installations qui sont connectées directement avec l'automate S7 400 par un câble Ethernet. Dans ces chambres on trouve des captures de fumée et des bouteilles de halon pour la sécurité de la salle électrique [7].



Figure I.3 : les manifolds départ et arrivée.

I.2.3.3. Port pétrolier [7]

Le port pétrolier se compose de deux postes de chargement de navires. Leur surface est comme suit :

- Surface clôturée : 19 841 m² ;
- Surface couverte : 300 m² ;
- Surface occupée par les bassins de déballastage : 1 600 m².

I.2.4. Organisation de la direction régionale Bejaïa [8]

La RTC est composée de trois sous-directions qui sont elles-mêmes décomposées en départements que nous allons décrire ci-dessous. Les différents sous- directions et départements de la RTC sont représentés sur la figure I.4 :

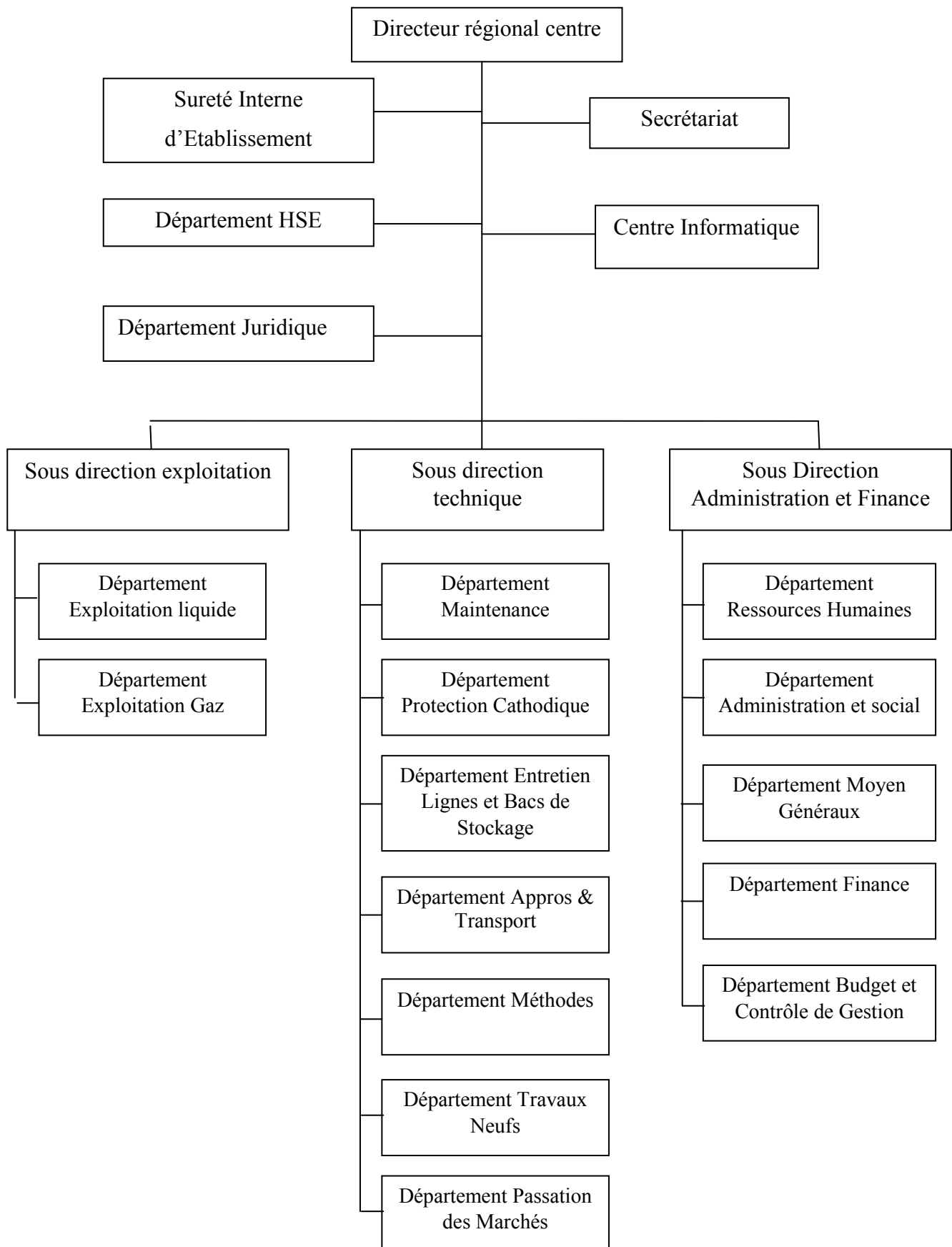


Figure I.4 :L'Organigramme de différents sous- directions et départements de la RTC.

I.2.5. Présentation des différentes structures de RTC [8],[9]

I.2.5.1. Sous-direction exploitation

La sous direction d'exploitation est subdivisée en deux départements :

❖ Département exploitation liquide

Ce département est chargé des missions suivantes :

- Transport de pétrole brut et du condensât de Haoud-El-Hamra vers les terminaux de Bejaïa et de la raffinerie de Sidi-Arcine-Alger ;
- Chargement de bateaux en pétrole brut et de condensât ;
- Livraison de pétrole à la raffinerie de Sidi Arcine-Alger ;
- Stockage de pétrole brut et condensat.

❖ Département exploitation gaz

Chargé de l'exploitation du gazoduc reliant Hassi-R'mel et Bordj-Menaïel. Le gaz est livré directement à la Sonelgaz pour l'alimentation des centrales électriques et pour les consommations domestiques. Il gère la station de compression Medjedel et le terminal GG1 Bordj-Menaïel.

I.2.5.2. Sous-direction administration

Elle est constituée de trois départements, qui sont :

❖ Département ressources humaines et communication

La mission de ce département est d'acquérir des ressources humaines en nombre et en qualité, d'assurer l'évolution de leurs carrières et de planifier les besoins à court et à moyen terme, tant en effectif qu'en besoins de formation, de perfectionnement et de recyclage. Pour ses besoins, ce département dispose d'un cadre de communication qui anime une cellule de communication.

❖ Département administratif et social

Ce département veille au respect des lois en vigueur qui régissent les relations de travail. Il est aussi chargé de la gestion du personnel de RTC.

❖ Département moyens généraux

Ce département assure le soutien logistique de l'entreprise (restauration, hébergement des missionnaires, entretien des bâtiments et des espaces verts, achat de fournitures de bureau,...etc.).

I.2.5.3. Sous-direction finance et juridique

La sous direction finance et juridique est composée de trois départements :

❖ Département finance

Il prend en charge la gestion comptable et financière de RTC, il assure l'enregistrement chronologique des informations de comptabilité et la gestion de la trésorerie comme il fait des appels de fonds à la division de commercialisation des hydrocarbures.

❖ Département budget

Ce département était l'un des services du département finances, devenu département dans le cadre du nouveau organigramme chargé de :

- L'élaboration budget prévisionnel de l'année à venir, en se basant sur les prévisions élaborées par chaque structure de la RTC;
- L'élaboration du plan de gestion à court et moyen terme.

❖ Département juridique

Ce département veille sur la légalité des transactions, lance des appels d'offre nationaux et internationaux, les litiges née entre RTC et les tiers et s'occupe aussi des assurances du patrimoine de l'entreprise.

I.2.5.4. Sous-direction technique

Elle est composée de quatre départements :

❖ Département approvisionnement et transport

Assure les approvisionnements nécessaires pour la bonne exploitation des installations, le stockage des pièces de rechange nécessaires pour une année minimum d'utilisation et de transport en tout genre.

❖ Département maintenance

La mission principale de ce département est de veiller au maintien du bon état de fonctionnement des équipements et des installations techniques de la région. Il assure deux types de maintenance préventive et curative.

❖ Département protection des ouvrages

A pour mission de protéger les ouvrages, les pipe-lines, stations de pompage et les bacs contre les erreurs liées au travail ou aux effets naturels comme glissement de terrain, vent de sable etc...

❖ Département travaux neuf

Le département travaux neufs est chargé des études, de l'assistance technique et du suivi de réalisation des projets d'investissement de la région. Il prend aussi en charge les travaux de rénovation des installations demandés par les différentes régions. Gère environ quatre vingt pour cent (80%) du budget global de région. Il est structuré comme suit :

a) Service études industrielles

Ce service est chargé de l'élaboration du dossier d'appel d'offre et toute la procédure allant jusqu'à la formalisation du contrat de réalisation. Les différentes tâches réalisés par ce service sont énumérés ci-dessous :

- L'élaboration des dossiers d'appel d'offres ;
- L'établissement des bons de commandes ;
- Elaborer les études de faisabilité et d'opportunité des projets d'investissement ;
- Evaluer les coûts de projets, et élaborer des budgets d'investissements et des fiches techniques des projets ;
- Gérer les contrats avec les bureaux d'études et les organismes de contrôle technique ;
- Elaborer les rapports d'avancement de projets ;
- La prise en charge de la finalisation des études d'engineering de projets en cas de défaillance des bureaux d'études conventionnées ;
- Assurer la mise à jour des plans.
- Service technique et suivi des réalisations ;
- Section archivages et documentation ;
- Secrétariat.

b) Service suivi des réalisations

Ce service est responsable de la concrétisation de tout projet formalisé en contrat et prend le relais après la fin des tâches du service études industrielles. Il assure plusieurs tâches comme :

- La gestion des contrats de réalisation ;
- Approbation des attachements et factures des entreprises contractantes ;
- Contrôler et superviser les travaux réalisés ;
- Participation aux réunions de chantiers ;
- Elaborer les rapports mensuels et assure le reportions à la hiérarchie ;
- Participer aux travaux des comités d'évaluation des offres ;
- Assurer l'interface vis-à-vis des organismes de contrôle technique durant la réalisation.

I.2.5.5. Section archive et documentation

Cette section fait partie du service études industrielles et assure plusieurs tâches telle que :

- La gestion des archives techniques de toute la région et la gestion électronique des documents ;
- La codification, classement, conservation et reproduction des documents techniques ;
- Réceptionner la documentation technique de tous les projets relevant de la région..

I.2.6. Autres structures de la RTC

Les structures suivantes sont rattachées directement à la direction régionale :

❖ Centre informatique

Prend en charge le développement, l'installation et l'exploitation des applications informatiques ainsi que la maintenance du parc informatique de la région. Le centre s'occupe également des questions de sécurité. C'est le cas par exemple du système que l'on va considérer dans ce mémoire, à savoir le système de contrôle d'accès.

❖ Département Hygiène Sécurité Environnement (HSE)

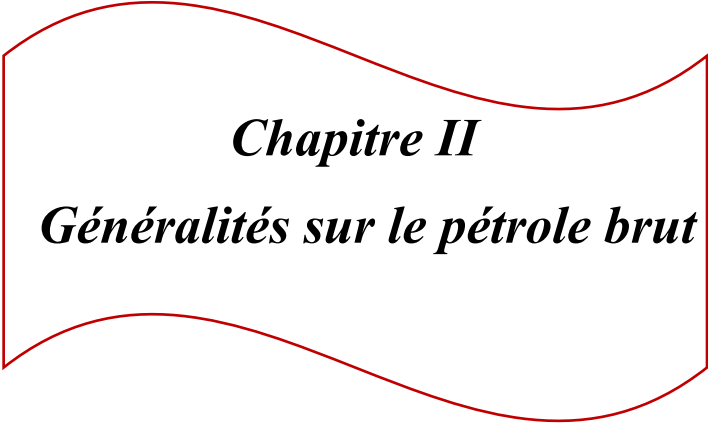
Il a pour mission de :

- Protéger et sauvegarder le patrimoine humain et matériel de la région ;

- Veiller au respect, strict des normes et standards en matière de HSE.

❖ **Assistante Sécurité Interne (ASI)**

Il veille à la sécurité et à l'intégrité des installations et des personnels de la région.



Chapitre II
Généralités sur le pétrole brut

Chapitre II

Généralités sur le pétrole brut

II.1. Pétrole brut

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres et généralement plus léger que l'eau de densité varie entre 0,7 - 0.9. Il est plus ou moins fluide suivant son origine, et son odeur habituellement forte et caractéristique.

Le pétrole est constitué par un mélange complexe de très nombreux composés hydrocarbures pour la plus part, et souvent un peu des traces des composés oxygénés et azotés et un peu de soufre à l'état de combinaison organiques. On le rencontre dans les gisements de pétrole correspondent à une accumulation dans une zone où le réservoir présente des caractéristiques favorables et constitue un piège : la fuite du pétrole - moins dense que l'eau - est rendue impossible vers le haut par la présence d'une couverture imperméable (argiles, sel) et latéralement par une géométrie favorable (biseau de sables dans des argiles) [10].

II.2. Origine et formation du pétrole brut

Le pétrole, est une roche liquide carbonée, ou huile minérale de couleur variant du vert au brun noir et dégage une odeur caractéristique, il est constitué d'une multitude de molécules composées majoritairement d'atomes de carbone et d'hydrogène appelés hydrocarbures. Il s'est formé dans des lagunes peu profondes par décomposition de matières organiques accumulées en milieu anaérobique qui provoque une perte d'oxygène dans le milieu induisant des réactions réductrices. Celles-ci se sont transformées en gaz et en liquide plus ou moins visqueux qui est le pétrole ; ces transformations sont très lentes. En raison de sa faible densité, il a tendance à migrer jusqu'à être piégé dans une couche poreuse qui donne alors la roche réservoir, coincée entre deux couches imperméables. C'est là où se trouvent les gisements [11].

II.3. Transport et stockage du pétrole

II.3.1. Transport du pétrole [12]

L'Algérie est un pays riche en pétrole, il contient de nombreux gisements de pétrole tels que (HASSI MESSAOUD/HASSI RMEL / HEH /AIN AMINAS) ; après avoir extrait le pétrole de ces gisements il passe à la raffinerie pour subir de nombreuses opérations (stabilité / élimination de H₂O et de NaCl) puis il sera transporté par canalisation. Le transport par

canalisations assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, GNL, GPL). La longueur du réseau de canalisation dépasse aujourd'hui les 19 000 km. Les centres de dispatching des hydrocarbures liquides et gaziers comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité.

- Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides, le CDHL, se trouve à HASSI Messaoud (Haoud El Hamra).
- Le Centre National de Dispatching Gaz, le CNDG, se situe à HASSI RMEL.

II.3.2. Stockage du pétrole [12]

Le stockage du pétrole consiste à immobiliser temporairement certains volumes de pétrole dans des capacités de stockage appelées aussi appareils à pression ou réservoirs selon que le produit stocké est ou n'est pas sous pression (Figure II.1). Le pétrole brut est stocké à plusieurs reprises durant son processus qui le conduit à sa transformation, notamment après son extraction et à son arrivée dans les raffineries. Le stockage du pétrole se fait dans des réservoirs généralement de forme cylindrique. Il en existe essentiellement deux types :

- Les réservoirs à toit fixe pour le stockage des huiles non stabilisées, c'est à dire le pétrole comportant encore des hydrocarbures volatiles pouvant dégazer. Il en existe deux types : Les toits coniques et les toits en forme de dôme.
- Les réservoirs à toit flottant pour le stockage des huiles stabilisées qui ne présentent pas de risque de dégazage. Le toit flotte et suit le niveau du produit.

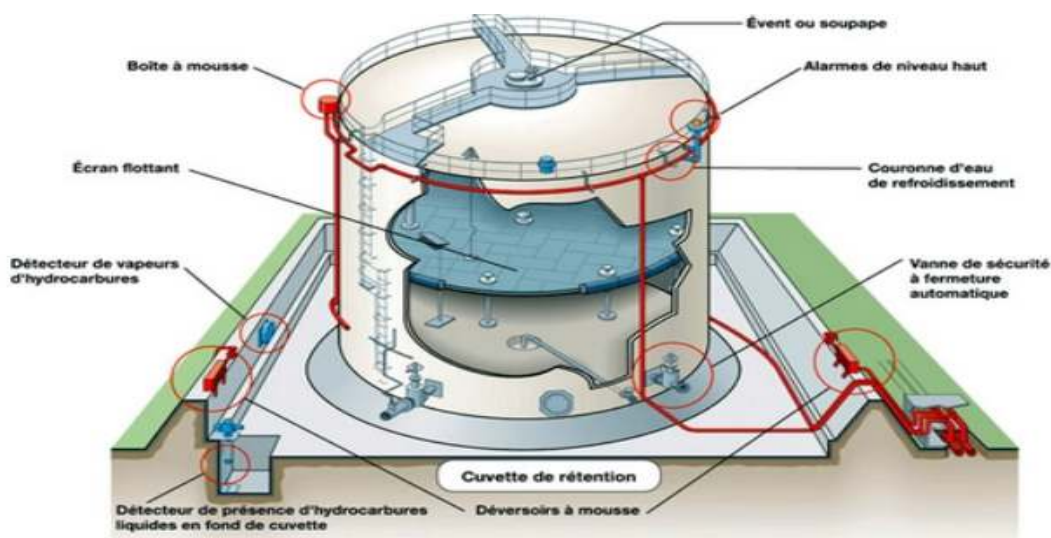


Figure II.1 : Schéma d'un bac de stockage [12].

II.4. les différentes utilisations du pétrole

En présentant tout d’abord son aspect énergétique, puis son aspect chimique. Nous aborderons à la dépendance au pétrole. À savoir que pour obtenir tous les produits qui seront cités dans le tableau II.1, il faut passer par une première étape commune: la distillation [13,14].

Tableau II.1 : Les différentes utilisations actuelles du pétrole [13,15].

Carburants	Les GPL ou Gaz de Pétrole Liquéfié (butane, propane).	<ul style="list-style-type: none"> - La cuisson des aliments, dans les véhicules, dans les briquets, ou le chauffage domestique ; - Dans les secteurs de l’aviculture (élevage d’oiseaux), l’horticulture (culture intensive de plantes), ou encore pour le séchage des céréales avant leur stockage ; - Les chaudières ou pour le chauffage (Production de la chaleur).
	L’essence	<ul style="list-style-type: none"> - Les moteurs à allumage (les voitures à essence).
	Le kérosène	<ul style="list-style-type: none"> - Un carburant utilisé principalement dans l’aviation
	Le gazole	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisé comme carburant automobile, les transports de marchandises et les transports en commun.
Les produits du quotidien	La pétrochimie	<ul style="list-style-type: none"> - Des matières plastiques, des solvants, des huiles (utilisées par toutes les machines industrielles, les véhicules terrestres, les avions, les bateaux), et encore des cires, solvants, détergents, engrais azotés, bitume, etc... - Permet aussi de produire des détergents, des caoutchoucs, des adhésifs et même des médicaments.
	Les travaux publics	<ul style="list-style-type: none"> - Le secteur de la construction routière (bitume).
	Le secteur de l’agriculture et de la pêche	<ul style="list-style-type: none"> - Nombreux engrais et pesticides ; - Les machines agricoles fonctionnent souvent au fioul domestique (tracteurs, moissonneuses,); - Les bateaux de pêche.
	La production d’électricité	<ul style="list-style-type: none"> - Les centrales thermiques à fioul.

II.5. Composition élémentaire du pétrole brut et leurs divers groupements

Les éléments essentiels qui composent le pétrole sont, le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures.

Parmi les composants du pétrole on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote dont la teneur varie entre 1 % et 7 % en fonction de type du pétrole.

On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole de Cl, P, Si, As et les métaux K, Na, Fe, Ni et enfin presque tous les éléments du tableau périodique de MENDELIEVE.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements principaux suivants [13,14].

II.5.1. Les hydrocarbures

II.5.1.1. Hydrocarbures paraffiniques (alcanes) [15]

Les hydrocarbures paraffiniques sont des hydrocarbures saturés de formule brute C_nH_{2n+2} et se sont :

- Des gaz (C1 à C4) : Qui peuvent être utilisés comme combustibles ménagers et industriels ou comme matière première pour la pétrochimie (pour l'obtention des alcools gras, noir de carboneetc.)
- Des liquides (C5 à C16) : Dans les conditions normales de pression et de température) : ils font partie intégrante de l'essence, kérosène et de gasoil, mais ils peuvent être utilisés comme matière première pour la pétrochimie pour l'obtention des alcools gras et des acides gras et des détergents.
- Des solides (C17 et plus ; dans la température ambiante) : Ils font partie intégrante des paraffines et des résines.

II.5.1.2. Hydrocarbures naphthéniques (cyclanes) [15]

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés de formule brute C_nH_{2n} . Le pétrole à base naphthénique est utilisé pour l'obtention des huiles car ils possèdent un grand indice de viscosité, mais aussi ce sont des bons composants des carburateurs à cause de leur grand pouvoir calorifique.

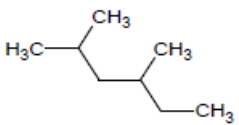
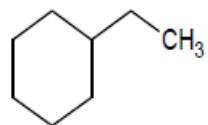
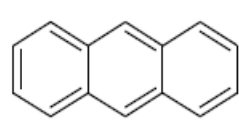
Les propriétés des hydrocarbures naphthéniques elles se trouvent comprises entre celles des paraffiniques et celles des aromatiques.

II.5.1.3. Hydrocarbures aromatiques [15]

Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule brute C_nH_n , le premier nombre de cette famille est le benzène. Le benzène est désiré dans les essences car il améliore son indice d'octane.

Les hydrocarbures aromatiques à plus grande masse moléculaire se trouvent dans le kérosène et le gasoil et la majeure partie dans les huiles. Plus de ces trois principaux groupements il existe dans le pétrole. Le tableau II.2 présente quelques structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers.

Tableau II.2 : Structures de composés hydrocarbonés présents dans les produits pétroliers [13].

Familles	Paraffiniques	Naphtènes (Alcènes)	Aromatiques
Formules	C_nH_{2n+2}	C_nH_{2n}	C_nH_n
Exemples			

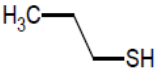
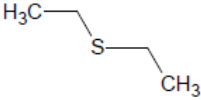
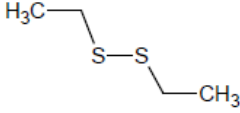
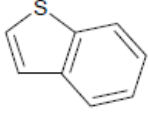
II.5.2. composés organiques hétéroatomiques

II.5.2.1. Les composés sulfurés [15]

Pratiquement tous les pétroles contiennent des composés sulfurés et leurs teneurs varient largement d'un pétrole à un autre. Ils diminuent l'indice d'octane des essences et ils forment des gommages dans les essences, on les divise généralement en trois parties (Tableau II.3) :

- Les composés sulfurés à base d'acide (H_2S : acide sulfurés, RSH mercaptans), ils peuvent se dissoudre dans l'eau et donner l'acide sulfurique H_2SO_4 (corrosif).
- Les sulfures et les polysulfures (R-S-R' sulfures, R-SS-R' polysulfures), Avec l'augmentation de température il y a formation de H_2S et R-SH.
- Les composés sulfurés à grande masse moléculaire, se trouvent principalement dans les mazouts et les goudrons.

Tableau II.3: Structure de composés soufrés présents dans les produits pétroliers [13].


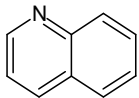
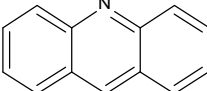
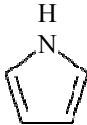
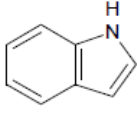
Familles	Mercaptans	Sulfures	Disulfures	Benzothiophènes
Exemples				

II.5.2.2. Les composés azotés

Les composés azotés sont essentiellement présents dans les fractions lourdes, en plus faible quantité que les composés soufrés. Ils se distinguent essentiellement suivant leur caractère neutre ou basique (Tableau II.4). Les composés azotés basiques et dans une moindre mesure les composés azotés neutres, sont connus pour ralentir les catalyseurs acides. Ils constituent alors un obstacle au raffinage des coupes lourdes [16].

On trouve l'azote sous forme d'amides, d'amines, de carbazoles, et de pyridines [13] ; Dans les pétroles bruts; l'azote se retrouve préférentiellement dans les fractions de point d'ébullition supérieur à 250 °C et est particulièrement concentré dans les résines et les asphaltènes [16].

Tableau II.4: Structure de composés azotés présents dans les produits pétroliers [13].

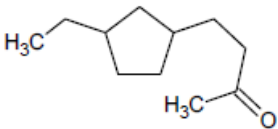
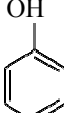

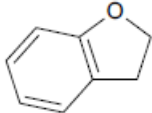
Familles	Dérivés basiques			Dérivés neutres	
	Pyridine	Quinoléine	Acridine	Pyrrole	Indole
Exemples					

II.5.2.3. Les composés oxygénés

Pratiquement tous les pétroles renferment des composés oxygénés, ce sont des homologues de phénol et des acides naphthéniques R-COOH qui se concentrent principalement dans les gasoils et les huiles, les furanes et les benzofuranes comme présenter dans le tableau II.5.

Les acides naphthéniques forment un bon additif pour les huiles (qui augmente la détergence), et peuvent être aussi utilisés comme engrais ou comme aliments des poulets [17].

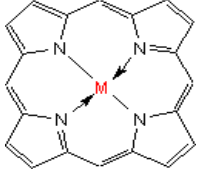
Tableau II.5: Structures de composés oxygénés présents dans les produits pétroliers [13].

Familles	Acide naphténiq	Phénol	Furane	Benzofurane
Exemples				

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 macromolécules 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 (tableau II.6). Ils sont également des poisons pour les catalyseurs utilisés pour la conversion des coupes lourdes [16].

Tableau II.6: Structure de composés organométalliques présent dans les produits pétroliers [13].

Familles	Porphyrines
Exemples	

II.5.4. Composés chimiquement mal définis

II.5.4.1. Les asphaltènes

Les asphaltènes sont des solides noirs et brillants, dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g/mol. Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets polyaromatiques condensée reliés par des chaînes saturées, qui sont présents dans les résidus [13].

II.5.4.2. Les résines

Ce sont des molécules à caractère aromatique très marqué, renfermant des hétéroéléments (N, O, S, Ni, et V), leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 g/mol [13].

II.6. Classification des pétroles

Après la découverte d'un gisement du pétrole et avant leur traitement en appliquant les divers procédés du raffinage, le pétrole doit subir au niveau du laboratoire, certaines analyses afin de le classer [16].

On distingue trois sortes de classifications :

- Méthode chimique
- Classification industrielle
- Méthode technologique (marchande)

II.6.1. Méthode chimique

Cette méthode est basée sur la prédominance d'hydrocarbures qui constitue le pétrole, on distingue :

II.6.1.1. Les pétroles paraffiniques

Dans ces pétroles prédominant les hydrocarbures paraffiniques. Les pétroles paraffiniques d'un poids spécifique relativement faible, contiennent de la paraffine solide, et donnent souvent à la distillation une proportion importante de fractions légères, presque exclusivement composés d'hydrocarbures saturés aliphatiques de la série du méthane (paraffines, par exemple le Pétrole de Pennsylvanie) [16,17].

II.6.1.2. Les pétroles naphéniques ou cycliques

Ils contiennent principalement les hydrocarbures naphéniques. Ce sont les pétroles de la région de Bakou, de Californie ..etc [16].

II.6.1.3. Les pétroles aromatiques

En général ils donnent, proportionnellement, plus des fractions lourdes. Les fractions légères renferment, à coté de peut de carbures méthanoïques relativement, des hydrocarbures saturés cycliques (naphènes) et des hydrocarbures aromatiques [16].

II.6.1.4. Les pétroles mixtes [16]

Les pétroles mixtes sont :

- Parfino - Aromatiques.
- Parfino - Naphténiques.

- Naphteno - Aromatiques.
- Parfino – Naphteno – Aromatiques.

II.6.2. Classification industrielle [16]

Le pétrole est classé selon la densité en :

- Pétrole léger avec $d_{4}^{15} < 0,828$;
- Pétrole moyen avec $0,828 < d_{4}^{15} < 0,884$;
- Pétrole lourd avec $d_{4}^{15} > 0,884$.

II.6.3. Méthode technologique (marchande)

Cette méthode est basée sur la connaissance de:

II.6.3.1. Teneur en Soufre dans le pétrole brut et dans les fractions pétrolières [3]

- Pétrole peu sulfureux si la teneur $< 0.5\%$;
- Pétrole sulfureux si la teneur est comprise entre $0.5 - 2\%$;
- Pétrole très sulfureux si sa teneur $> 2\%$.

II.6.3.2. Teneur en fractions Claires " PF = 350 °C [3]

- Teneur élevée en fraction à PF= 350 °C: $> 45\%$ (pétrole léger);
- Teneur moyenne en fraction à PF= 350 °C: entre 30 et 45% (pétrole moyen);
- Teneur faible en fraction à PF= 350 °C: $< 30\%$ (pétrole lourd).

II.6.3.3. En fonction de La teneur en huiles de base [3]

En fonction de la teneur d'huile de base et d'huile résiduelle on distingue quatre groupes du pétrole, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité) on distingue deux sous-groupes présentés dans le tableau II.7:

Tableau II.7: La teneur en huiles de base et leur qualité [3].

Groupe	Teneur en huile de base par rapport au pétrole	Teneur en huile de base par rapport au mazout	Sous groupe	Indice de viscosité
M ₁	> 25	>45	I ₁	< 85
M ₂	15 -25	>45		
M ₃	15 – 25	30 – 45		
M ₄	< 30	< 30	I ₂	40 - 85

II.6.3.4. En fonction de la teneur des paraffines [3]

En fonction de la teneur en paraffines; en distingue trois espèces de pétrole :

- P1 – pétrole peu paraffinique < 1.5 %.
- P2 – pétrole paraffinique entre 1.5 – 6 %.
- P3 – pétrole très paraffinique > 6 %.

II.7. les bruts de référence

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus élevé ou moins élevé que celui du brut de référence [18]. Les principales variétés de bruts de références sont :

II.7.1. Le West Texas Intermediate (WTI)

Ce type de brut est utilisé comme référence Aux États Unis et en Amérique du nord. C'est un brut léger, peu sulfuré. Ce pétrole brut est plus léger que le Brent, ce qui explique son cours généralement légèrement supérieur à celui du Brent européen [18].

Ce pétrole brut léger est de grande qualité et est idéal pour la fabrication d'essence.

Densité API de 39,6 degrés et teneur en soufre de 0,24% [19].

II.7.2. Le Brent

Le Brent est un type de pétrole brut assez léger et peu soufré, issu de champs de la Mer du Nord, C'est surtout le brut de référence en Europe [18].

Aujourd'hui la production est limitée mais c'est malgré tout ce brut qui reste la référence internationale en pétrole brut, et c'est son cours mondial qui détermine environ 60% des cours des pétroles bruts du monde entier. Densité API de 38,3 degrés et teneur en soufre de 0,37% [18].

II.7.3. Le Dubaï light

Dans le Golfe Persique, le **Dubaï light** est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie ; le Moyen-Orient et Asie. Ceci est dû au fait que le Dubaï est l'un des rares brut vendu dans le Golfe Persique [18]. Densité API de 31 degrés et teneur en soufre de 2% [19].

II.7.4. En Algérie

Le brut de référence est appelé « **Sahara Blend** », c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs du Sud Algérien [3].

II.7.4.1. Principales caractéristiques du pétrole SAHARA BLEND[3]

- Un brut léger : API entre 43.5 et 47.5 ;
- Un brut à très basse teneur en soufre : moins de 0.1%.

II.7.4.2. Répartition des produits issus du fractionnement du Sahara Blend [13]

- GPL : 4% ;
- Naphta : 34% ;
- Kérosène : 12% ;
- Gas-oil : 25% ;
- Résidu : 2%.

II.8. Les problèmes de corrosion dans l'industrie pétrolière

La corrosion des industries pétrolières des équipements métalliques à des impacts majeurs sur les coûts d'exploitation des installations industrielles, sur la fiabilité et la durée de vie des équipements, sur la sécurité des personnes, sur l'environnement [20].


Le pétrole brut traité dans les unités de distillation atmosphérique contient une quantité significative d'agents corrosifs tels que [13]:

- Les Sels (les Chlorures) ;
- L'HCl ;
- Composés soufré ;
- acide naphthénique.

Le tableau II.8 présente quelques remèdes contre les agents corrosifs

Tableau II.8 : les remèdes contre les agents corrosifs.

Les agents corrosifs	Equipement concerné	Remède contre la corrosion
sels	Les canalisations et réacteurs en acier inoxydable, unités de dessalage, condenseurs refroidis à l'eau, condenseurs de tête de distillation, les circuits de tête de la distillation atmosphérique.	Dessalage (déshydratation) ; Choisir le matériau métallique résistant pour les conditions de salinité, acidité, teneur en oxygène et température de l'eau en fonction des données et des retours d'expériences ; La protection d'un acier par un revêtement.
HCl	Les aciers au carbone et faiblement alliés . Les aciers inoxydables martensitiques et austénitiques.	Choisissez des matériaux résistant comme : Les alliages de Nickel-Cuivre, le zirconium (Zr) ou le tantale (Ta), des revêtements organiques à base de vinyle esters.
Souffre	Poison pour certain catalyseur ; Les unités d'hydrotraitement ; Les tête de distillation.	Hydrodésulfuration.
Acide naphténiq	Les pompes et leurs agitateurs, les lignes de transfert, les condenseurs, la colonne de distillation, les vannes...	L'ajout d'inhibiteurs de corrosion, choisir une métallurgie adaptée en prévision de l'acidité des charges qui seront traitées (des aciers en chrome et en molybdène).



Chapitre III
Caractérisations et propriétés
du pétrole brut

Chapitre III

Caractérisation et propriétés du pétrole brut

Tous les pétroles bruts subissent à leur découverte une série d'expériences au laboratoire afin de les caractériser et de déterminer leurs rendements en certaines fractions. On donnera ci-après les principales caractéristiques contenues dans une analyse simplifiée d'un pétrole brut.

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts est d'une extrême importance vis à vis les conditions du traitement initial, le transport, le stockage et va permettre à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielles du brut et d'estimer grossièrement sa valeur.

Ainsi que la connaissance de ces propriétés va permettre au raffineur de faire un choix pour sélectionner les charges des différentes unités de séparation, de transformation et de conversion, fixer leurs conditions opératoires dans le but de satisfaire les exigences du marché dans les meilleures conditions.

III.1. La densité

La densité est un paramètre physique, sans dimension, spécifique à chaque produit, elle varie d'un gisement à un autre, et d'un puits à un autre dans une même région géographique.

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété, la densité est exprimée le plus souvent en degré API [13].

Les densités des bruts se situent généralement entre 0,8000 et 1,000; on les classe en 4 grandes catégories :

- les bruts légers : $d_{15}^4 < 0,825$
- les bruts moyens : $0,825 < d_{15}^4 < 0,875$
- les bruts lourds : $0,875 < d_{15}^4 < 1,000$
- Les bruts extra lourds : $d_{15}^4 > 1,000$

C'est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4°C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique. La densité légale en France se mesure à 20°C et a pour symbole [21] :

$$d_{20}^4 = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20^\circ\text{C}}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^\circ\text{C}}$$

Le degré API définit par l'American Petroleum Institute, selon la formule suivante qui permet de déterminer le degré API d'un pétrole brut ou raffiné [21] :

$$\text{API}^\circ = \left(\frac{141.5}{d} \right) - 131.5$$

Le résultat sera classé selon 3 catégories :

- Pétrole brut lourd : $\text{API} < 20^\circ$
- Pétrole brut moyen : $20^\circ < \text{API} < 30^\circ$
- Pétrole brut léger : $\text{API} > 30^\circ$

Le matériel utilisé est:

- Densimètre ou hydromètre aéromètre (Figure III.1.a) L50 SP gradué en cm^3 à 15°C ;
- Thermomètre IP 39 C précision 0.1°C (Figure III.1.b) ;
- Epruvettes graduées en verre de 500 ml (Figure III.1.c) ;
- Dispositif de refroidissement.

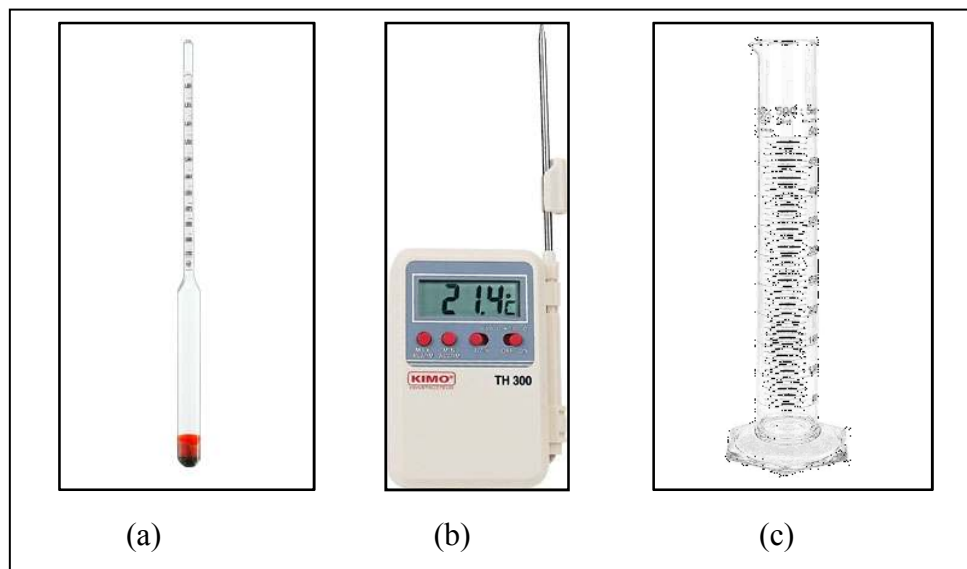


Figure III.1 : a :aéromètre ;b :thermomètre ;c :epruvette graduée..

III.2. La viscosité

La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides de résister au déplacement d'une partie de fluide par rapport à l'autre. Elle est déterminée par la mesure de temps d'écoulement du pétrole brut dans le tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminé : c'est la viscosité cinématique, exprimée centistokes (cSt), celle-ci est définie par la norme ASTM D 445 [22]. 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, ainsi pour 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 paraffiniques augmentera rapidement si la température baisse ; par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressive [23].

III.3. La tension de vapeur REID

La tension de vapeur mesure la tendance des molécules à s'échapper d'une phase liquide pour engendrer une phase vapeur en équilibre thermodynamique, C'est la pression des vapeurs développées par un volume déterminé de pétrole brut à 100 °F (37,8 °C). La mesure de la tension de vapeur RIED est normalisée (NF M07-007 ou ASTM D323), et sa valeur est exprimée en g/cm^2 ou en PSI [13] .

La mesure de la tension de vapeur RIED des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers [24].

Le matériel utilisé est :

- Bain thermostat horizontal ;
- Bombes à carburant ;
- Chambres à air ;
- Joints ;
- Dispositifs de transvasement de l'échantillon ;
- Manomètre à mercure pour étalonnage des capteurs de pression ;
- Thermomètres IP 23F (précision 0.2° F) pour contrôle de la sonde de température.

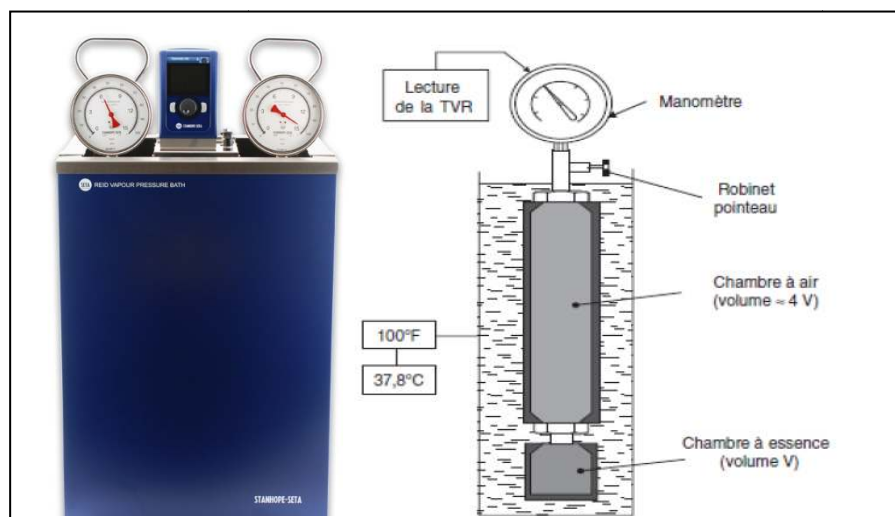


Figure III.2 : schéma de l'appareil de mesure de la pression de vapeur Reid..

III.4. La masse molaire [25]

La masse moléculaire est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituants telle ou telle fraction pétrolière. On en tient largement compte dans les calculs des appareils pour la raffinerie, car c'est un indice important dans la composition des produits pétroliers.

Dans la pratique analytique pour la mesure de la masse moléculaire, on emploie les méthodes cryoscopiques, ébullioscopique, et plus rarement osmométriques.

-**Osmométrie** : Cette analyse n'est valable que pour des poids moléculaires, $PM > 200 \text{ g/mol}$.

-**Cryoscopie** : Cette méthode est applicable pour les fractions légères, cas de $PM < 200 \text{ g/mol}$.

III.5. L'acidité [26]

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

La répartition des acides n'est pas uniforme dans un même brut, en générale on enregistre la teneur maximale dans les fractions distillées entre 400-450°C.

III.6. Point de trouble, point de congélation, et le point d'écoulement

Le point de trouble est la température à laquelle apparaît un louchissement ou voile laiteux, dû à la formation de microcristaux. Le point de congélation est la température à laquelle un liquide cesse de s'écouler sous une faible force. Le point d'écoulement est la température à laquelle le produit devient fluide après solidification prolongée [23].

Le point de congélation caractérise soit la teneur en paraffines des huiles, soit la teneur en hydrocarbures à haut point de congélation des autres produits. Les points de troubles et d'écoulement permettent d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier pour leur pompage en hiver.

La détermination de ces points se fait par le refroidissement de l'échantillon sans agitation selon la norme ASTM D 97 [22].

III.7. Teneur en soufre [26]

Le soufre se trouve dans les bruts sous forme d'hydrocarbures sulfuré, d'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension (S, H₂S, thiol, les sulfures, les disulfures, thiophène et dérivés). L'origine de soufre provient principalement de la décomposition des débris organique ou par la réduction des sulfates par l'hydrogène sous l'action des bactéries de type desulfuribrio désulfurican.

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

- Méthode de dosage du soufre par combustion : ASTM D 129.
- Méthode de dosage du soufre par hydrogénalyse : ASTM D 4045.
- Méthode de dosage du soufre par fluorescence X.

III.8. Teneur en eau et sédiments

Les sédiments qui se trouvent dans le pétrole brut sont de fines particules de sable, de boue de forage, de débris de roches, de métaux sous forme de minerais ; ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium...etc.

La connaissance de la teneur en eau et sédiment des pétroles bruts présente une grande importance pour les exploitants et les raffineurs afin d'éviter la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, ...etc.) [26].

La teneur en eau et 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 [22].

Le matériel utilisé est :

- Tubes de centrifugation (figure III.1.a) ;
- Centrifugeuse **orto alresa** (figure III.1.b).

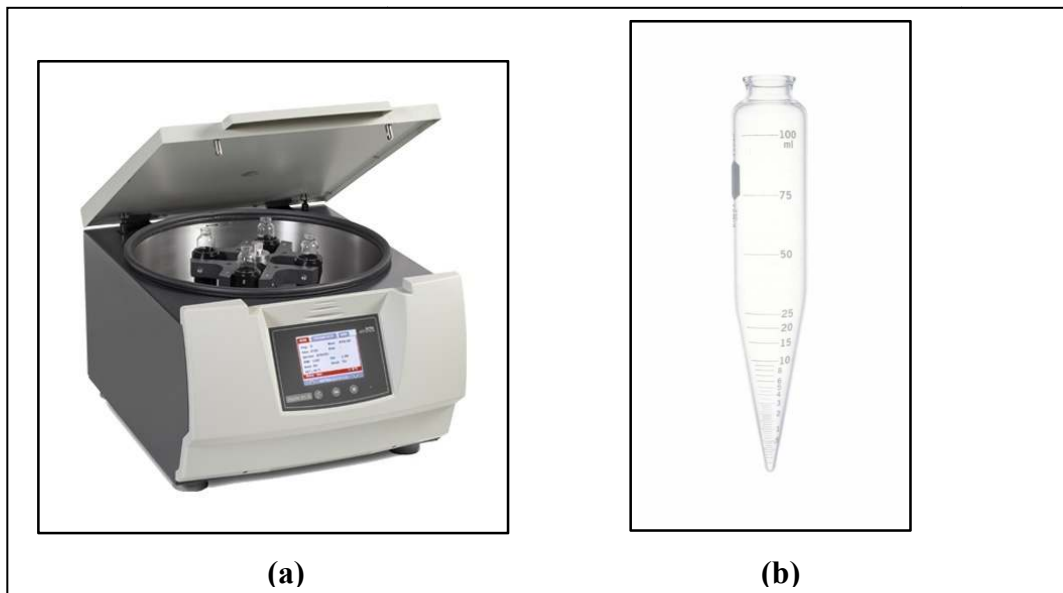


Figure III.3 : a : centrifugeuse ; b : Tubes à centrifuger ASTM.

III.9. Teneur en sels

Le pétrole brut livré destiné au traitement contient toujours des sels en plus d'autres impuretés. Ces sels se produisent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois aussi sous forme cristalline dans le pétrole brut. 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.

La mesure de la teneur en chlorure est normalisée ASTM D 323 et les résultats sont exprimés en NaCl/Kg de brut [26].

Le matériel utilisé est :

- Un potentiomètre (figure III.4).
- Deux électrodes, une référence Ag /AgCl et d'autre c'est l'électrode de travail.
- Un bécher.

- Une éprouvette.
- Pipette de 10 ml.
- Un agitateur magnétique.



Figure III.4 :potentiomètre.

III.10. Teneur en asphaltènes

Les asphaltènes sont des substances jusqu'à présent mal définies. Ils ne correspondent pas à une famille d'hydrocarbures bien déterminés, ils sont à base aromatique, ayant une structure amorphe.

Dans le gisement, la présence de fonctions polaires des asphaltènes a pour résultat probable de rendre la roche mouillable aux hydrocarbures, limitant ainsi la production. Ils sont considérés comme des agents émulsionnants qui favorisent l'émulsion eau-huile [13].

Leurs détermination se fait par l'extraction avec un solvant (benzène, toluène ou chloroforme) qui consiste à précipiter les asphaltènes [23].

III.11. Point éclair

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle les hydrocarbures légers dégagés d'un échantillon de brut s'enflamment au contact d'une flamme [27].

La mesure de point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers, et aussi c'est un paramètre important à connaître lors de la manipulation

(remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple) notamment ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité [26].

La détermination expérimentale de cette grandeur fait l'objet de la norme NF M 07-011 [22].

III.12. Corrosion à la lame de cuivre

L'action corrosive des produits pétroliers liquides et les huiles lubrifiantes sur le cuivre y compris les produits volatils. Les produits volatils ayant une tension de vapeur Reid inférieur ou égale à 124 kpa à 37.8 °C. Doit être déterminé pour évaluer le pouvoir corrosif des hydrocarbures, sa détermination nous permis d'éviter la corrosion des installations. Le cuivre étant particulièrement sensible a la présence de ce composé corrosif [28].

III.13. Teneur en métaux

Les produits pétroliers lourds contiennent souvent des quantités importantes de métaux, leur concentration diffère d'un gisement à un autre.

Les métaux lourds peuvent être également définis comme :

- Tout métal ayant une densité supérieure à 5,
- Tout métal ayant un numéro atomique élevé, en général supérieur à celui du Sodium ($Z=11$),
- Tout métal pouvant être toxique pour les systèmes biologiques [29].

Les métaux lourds les plus couramment rencontrée sont : le vanadium ; fer, nickel, cuivre, sodium et potassium. On trouve les métaux sous forme de sel ou sous forme de constituants organométalliques comme les porphyrines métalliques. Ils sont concentrés dans les résidus et les asphaltènes, peu présents dans les gasoils et absents dans l'essence.

Certains métaux peuvent empoisonner les catalyseurs utilisés pour l'élimination du soufre et dans d'autres procédés comme le craquage catalytique, ils peuvent engendrer des risques de corrosion, réduisant ainsi l'efficacité des installations, et aussi des problèmes de pollution. [13].

II.14. Teneur en mercure :

Certains pétroles bruts peuvent contenir des concentrations importantes de mercure et ces éléments. Sa présence peut affecter la façon dont un brut sera traité. Les démarches pour atténuer la présence du mercure deviennent un défi vu les effets négatifs qu'il présente. C'est le seul métal liquide à température ambiante (entre -10° et + 40°C) [30,31].

Le mercure est un danger potentiel pour l'industrie ainsi que pour la santé humaine, sa présence dans les systèmes de traitement du pétrole est universellement préjudiciable puisqu'il engendre la détérioration des équipements et cause la pollution. Il empoisonne les catalyseurs, et est responsable de l'accumulation de dépôts de boues toxiques dans les séparateurs et conduit à la génération de déchets qui sont difficiles à éliminer.

Les ouvriers d'entretien dans l'industrie pétrolier peuvent être à risque en raison de l'inhalation de vapeurs de mercure et l'absorption cutanée de ses composés organiques [13].

C'est un métal toxique, cette toxicité vient de son extrême volatilité (puisque'il peut être facilement respiré).L'empoisonnement à ce métal cause des maux de tête, des tremblements, une perte d'appétit, la chute des dents [30,13].



Chapitre IV
Matériels Et Résultats d'Analyses

Chapitre IV

Matériels et résultats d'analyses

Lors de la découverte d'un nouveau gisement de pétrole brut, on procède à une série d'analyses qui ont pour but d'évaluer la composition du produit et de fixer les rendements en certaines fractions. Ces renseignements permettront au raffineur de prévoir les unités à utiliser pour le traitement de ce nouveau brut, ainsi que leurs capacités. Le rôle du laboratoire du SONATRACH de Bejaia est le contrôle de qualité et d'effectuer une série d'analyses simplifiées du pétrole brut. Une telle analyse permet à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielle du pétrole et d'estimer grossièrement sa valeur. Les définitions de ces caractéristiques sont valables sur le plan international.

IV.1. l'échantillonnage

L'échantillonnage est une opération importante de laquelle dépendent les résultats des analyses. Lors du prélèvement d'un échantillon, il est très important de prendre un certain nombre de précautions relatives; au produit à échantillonner, la purge avant le prélèvement, éviter la contamination des récipientsetc. Ces facteurs ont une influence directe sur les résultats des analyses.

L'échantillonnage se fait selon la norme française (MF M07_001) qui a pour objectif de décrire un ensemble de méthodes de prélèvement pour obtenir des échantillons représentatifs des produits pétroliers.

Le laboratoire de la DRG de Bejaia utilise certaines de ces méthodes, parmi lesquelles on peut citer les suivantes:

IV.1. 1. Echantillon tous niveau

Cette méthode consiste à émerger une bouteille lestée (figure VI.1.a) jusqu'au niveau de soutirage du Bac. Ensuite on fait enlever le bouchon par une secousse brusque de la corde et on la ramène vers le haut de manière qu'elle se remplisse durant sa montée, on obtient alors un échantillon à tous niveau.

IV.1. 2. Echantillon moyen

L'échantillon moyen s'est composé de prélèvement distincts, effectués à différent niveaux du récipient, et dont les volumes sont proportionnels à la section du récipient au point

du prélèvement et on peut l'obtenir suivant les matériels utilisés : éprouvette ou bouteille lestée, ou à l'aide de sonde.

- Eprouvette ou bouteille lestée (figure VI.1.a): En immergeant l'éprouvette ou la bouteille bouchée aussi près que possible du niveau de soutirage de réservoir, puis après l'avoir ouverte on la ramenant vers le haut de manière qu'elle soit remplie au 9/10 environ de sa capacité.
- Au moyen d'une sonde (figure VI.1.b) : La sonde étant ouverte, en la laissant descendre par gravité dans le liquide, sa fermeture étant assurée automatiquement aussi près que possible du niveau de sous tirage du réservoir comme pour le cas précédent, la sonde, une fois remontée ne devrait être remplie à plus de 9/10 de sa capacité.

❖ **Echantillon du haut**

Il est prélevé au milieu du tiers supérieur du contenu du réservoir.

❖ **Echantillon du milieu**

Il est prélevé au milieu du contenu de réservoir.

❖ **Echantillon du bas**

Il est prélevé au milieu du tiers inférieur du contenu de réservoir.

❖ **Echantillon par mélange**

C'est un mélange des volumes équimolaires de l'échantillon du haut, du milieu et celui du bas.

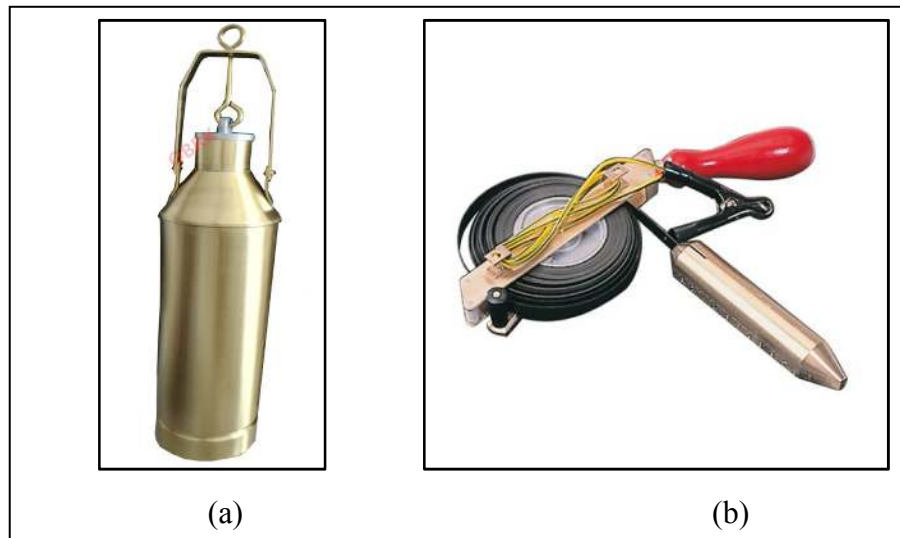


Figure IV.1 : a : Bouteille listée ; b : la sonde.

IV.2. Analyses du pétrole brut

IV.2.1. Densité

La densité est l'une des grandeurs les plus facilement accessibles. Elle est déterminée par des essais classiques au laboratoire dans le but de déterminer la composition des produits à étudier. Elle s'exprime par le rapport de la masse volumique d'un échantillon sur la masse volumique d'eau. Pour les produits pétroliers, elle s'exprime à 15 °C, la valeur de la densité ou la masse volumique du pétrole brut est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme ASTM 1298-99[22]. Cette mesure s'effectue en se basant sur la méthode de l'aéromètre et de lecture directe à une température de 15°C comme présenté sur la figure IV.2.



Figure IV.2 : schéma de mesure de la densité du pétrole brut

❖ Mode opératoire

- Prélever l'échantillon à analyser on l'a mis dans un récipient (bouteille de prélèvement) ;
- Ajuster la température de l'échantillon aux environs 15°C ;
Amener l'éprouvette et le thermomètre a cette température (15°C) ;
- Verser ensuite cet échantillon dans une éprouvette sèche et propre inclinée de 50° à 60° afin d'éviter la formation de bulles et à réduire au maximum les pertes par évaporation des legers ;
- Avant de plonger l'aéromètre , éliminer toutes les bulles formées a la surface du liquide en les touchant avec un morceau du papier filtre propre,
- Plonger l'aéromètre convenable dans l'éprouvette à échantillon et la suite du thermomètre et on l'a laissé stabiliser ;
- Une fois l'aéromètre stabilisé, faire la lecture directement sur l'aéromètre et la température affichée.

IV.2.2. Tension de vapeur Reid du pétrole brut

La pression de vapeur «Reid» est la pression exprimée en millibars développée par les vapeurs, d'un produit pétroliers contenu dans une bombe normalise dans des conditions définies, la température de l'essai étant de 37.8°C et le rapport entre de volume de gaz et celui du liquide étant d'environ 4 .

Une bombe de «Reid» contenant le produit a analysé et introduite dans un bain réglé à 37.8°C (100°F) jusqu'à l'équilibre de pression (figure IV.3). La valeur sur le manomètre est la tension de vapeur Reid.



Figure IV.3 : schéma de mesure de la tension de vapeur REID.

❖ Préparation de l'essai

- Refroidir l'échantillon à une température de 0° C, le laisser autant que possible pour qu'il prenne cette température ;
- Vérifier que le récipient est rempli à environ 70% à 80% de sa capacité, si non rejeter systématiquement le surplus. (ne faire cette opération que si la température de l'essai est 0° C) ;
- Refermer le récipient, l'agiter vigoureusement pour saturer le produit avec l'air et le remettre au système de refroidissement en attendant la préparation des chambres à carburant, à air et du bain thermostatique ;
- Refroidir la chambre à carburant à une température de 0° C ;
- rincer, purger et chauffer la chambre à air à 37.8° C. Pendant une dizaine de minutes en la plongeant dans un bain thermostatique qui est chauffé préalablement à 37.8° C ;
- transvaser la prise d'essai refroidie à 0° C dans la chambre à carburant avec le dispositif de transvasement, la tapoter légèrement pour s'assurer qu'il n'y a pas de bulles d'air.
- Connecter la chambre à carburant avec la chambre à air, relier immédiatement le tout au capteur de pression du bain et immerger le dispositif dans le bain thermostatique. Effectuer cette opération en un laps de temps très court ;
- Presser sur le bouton Zéro, sélectionner le N° de la bombe correspondant à son capteur et valider en pressant sur le bouton ENT se trouvant sur le tableau synoptique.(trois tests pouvant s'effectuer simultanément).
- Déclencher le système d'agitation de dispositif immergé dans le bain thermostatique chauffé à 37.8° C (100° F) pendant un quart d'heure, le temps de lire deux valeurs successives égales.

❖ Mode opératoire

- ✓ L'échantillonnage doit se faire suivant la norme ASTM D 4057 [22] en vue de la TVR (ASTM D5842) ;
- ✓ Le volume de l'échantillon ne doit pas être inférieur à 1 litre et supérieur à 7.5 litres ;
- ✓ Manipuler les échantillons avec les soins les plus méticuleux (afin d'éviter toute perte de légers pas évaporation) ;
- ✓ La détermination de la TVR doit être le premier des essais auxquels en soumis l'échantillon ;

✓ Les échantillons doivent être mis, dès leur arrivée, dans un endroit frais.

- Refroidissez l'échantillon à une température comprise entre 0° C et 1° C ;
- Placez la chambre et le dispositif de transvasement à une température 0° C et 1° C assez longtemps pour qu'ils prennent cette température ;
- La chambre à air doit être immergée dans un bain thermostaté à 37.8° C pendant 10 minutes ;
- Retirez de dispositif de refroidissement le récipient contenant l'échantillon, le déboucher et y adapter le dispositif de transvasement ;
- Faire pénétrer «la tubulure connexion» dans la chambre à carburant, renverser le tout en telle sorte que le récipient se trouve au dessus et que le tube adducteur débouche à environ 5 mm du fond de la chambre à carburant ;
- Remplir la chambre à carburant jusqu'à ce qu'elle déborde puis la frapper légèrement pour s'assurer qu'il n'y a plus de bulle d'air, compléter (si nécessaire) le remplissage jusqu'à débordement, le tube adducteur étant élevé comme présenté sur la figure IV.4 ;
- Raccorder immédiatement (10s maxi) la chambre à air à la chambre à carburant ;
- Incliner l'ensemble de 20° C pour permettre l'écoulement du produit dans la chambre à air ;
- Raccorder la tube de la chambre à air au capteur de pression ;
- Placer tout dans le système d'agitation dans le bain (37.8° C) ;
- Actionner l'agitation ;
- Suspendre l'agitation après 5 minutes puis ouvrir la vanne de la chambre à air ;
- Reprendre l'agitation ;
- Au bout de 20 minutes maxi (une fois la pression stabilisée), noter le résultat ;
- Convertir le résultat (selon la valeur contractuelle).

Il faut contrôler fréquemment les capteurs de pression et les étalonner éventuellement.

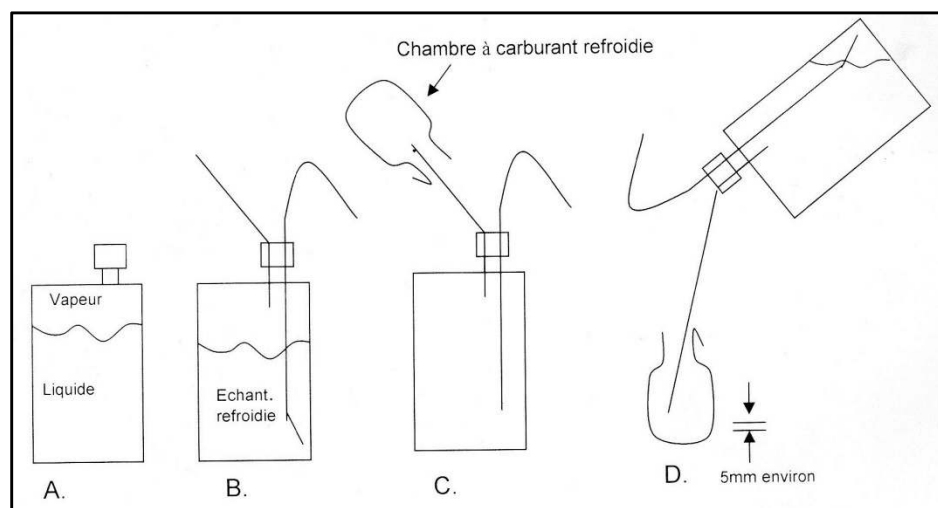


Figure IV.4 : schémas simplifié montrant la méthode de transfert de l'échantillon d'un récipient du type ouvert dans la chambre à carburant.

A : récipient à échantillon ;

B : bouchon de fermeture remplacé par dispositif de transfert ;

C : chambre à carburant placée au-dessus du tube adducteur de liquide ;

D : position de l'ensemble pour le transvasement de l'échantillon.

IV.2.3. teneur en soufre

Les composés sulfurés sont toujours associés aux fractions pétrolières, ils provoquent la corrosion des réservoirs ou des récipients, et il diminue la qualité in détonante des essences et enfin par combustion il se transforme en anhydride sulfureux et en présence de l'eau, il donne de l'acide sulfurique.

❖ Principe

La prise d'essai est injectée dans le tube de combustion à forte température où le soufre s'oxyde en dioxyde de soufre dans une atmosphère riche en oxygène. Le gaz SO_2 est ultérieurement exposé aux ultraviolets. Le SO_2 absorbe l'énergie émanant de la lumière UV puis s'excite.

La fluorescence émise par SO_2 excité pendant qu'il retourne à son état stable, est détectée à l'aide d'un tube photomultiplicateur et le signal résultant est proportionnel au soufre contenu dans l'échantillon.

Le four électrique est maintenue à une température $1050^\circ C$ suffisante pour pyrolyser tout l'échantillon et oxyder du soufre au SO_2 .

Un tube de combustion en quartz construit pour permettre l'injection directe de l'échantillon dans la zone d'oxydation chauffée du four ou construite de telle sorte que l'extrémité d'entrée du tube est suffisamment grande pour accueillir un échantillon.

Le tube de combustion doit avoir des bras latéraux pour introduction d'oxygène et de gaz vecteur. La section d'oxydation doit être suffisamment grande pour garantir une combustion de l'échantillon.

Un détecteur qualitatif et quantitatif capable de mesurer la lumière émise par la fluorescence du dioxyde de soufre par la lumière UV.

- Une seringue de microlitre délivrant avec précision des quantités de 5 à 20 microlitres. L'aiguille doit mesurer 50 mm (± 5 mm) de long.
- Système d'entrée d'échantillons : deux types d'échantillons des systèmes d'entrées peuvent être utilisés.
- L'appareil à fluorescence Ultraviolet montrée dans la figure IV.5 (ANTEK 9000S) ;



Figure IV.5 : Appareil de mesure de la teneur en soufre total dans le pétrole brut.

❖ Mode opératoire

- Allumer l'écran du PC (le PC est déjà allumé) ;
- Cliquer sur le raccourci "trace SN cube" qui se trouve sur la barre des tâches ;
- Si le **processus**(en bas-côté gauche) est en mode **veille**, Cliquer sur le bouton "réveil" dans la barre d'outil pour mettre le **processus** en mode **standby** ;
- Mettre le compresseur en marche (brancher la prise du compresseur) ;
- Régler la pression à 01 bar sur manodétendeur ;
- Vérifier les paramètres :

- ✓ Température : 1150°C
- ✓ Débit : entre 300 et 350 ml/mn
- ✓ Pression : 1000±50 mbar
- Laisser 30 minute pour la stabilisation des paramètres ;
- Cliquer sur fichier puis ouvrir ou bien cliquer sur le bouton "ouvrir " dans la barre d'outils ; une fenêtre s'affiche sous le nom « ouvrir document » ;
- Sélectionner le document à ouvrir :
 - ✓ Test p brut pour Echantillon **pétrole brut** ;
 - ✓ Test condensat pour **Echantillon condensat** ;
- Cliquer sur ouvrir ;
- Remplir les flacons 2 ml :
 - ✓ Un flacon avec du toluène ;
 - ✓ Un flacon avec du scal 10 (si **Echantillon condensat**) / un flacon avec du scal 500 (si **Echantillon pétrole brut**) ;
 - ✓ Un flacon avec l'échantillon pétrole brut /échantillon condensat ;
- Placer les flacons remplis sur le carrousel (passeur d'échantillons) et noter leurs positions ;
- Renseigner la feuille du document ouvert comme suit (par voie cyclique ou par bouclage):
 - ✓ **Trou. Pos** : n° de la position du toluène sur le carrousel ;
 - ✓ **Nom** : toluène :
 - ✓ **Méthode** : 40µl (insérer à l'aide de la flèche) ;
 - ✓ **Coefficient** : condensat (insérer à l'aide de la flèche) /ou bien laisser vide

Ligne suivante :

Refaire 13.1 à 13.4



Ligne suivante :

- ✓ **Trou. Pos** : insérer la position de scal 10 (ou scal 500) ;
- ✓ **Nom** : scal 10 (ou scal 500) à l'aide la flèche ;
- ✓ **Méthode** : 40µl pour scal 10/ 5µl pour scal 500 à l'aide de la flèche ;
- ✓ **Coefficient** : condensat (si scal10) /pétrole brut (si scal500) à l'aide de la flèche ;

Ligne suivante :

Refaire 13.1 à 13.4

Ligne suivante :

- ✓ **Trou. Pos** : Insérer la position Echantillon ;
- ✓ **Nom** : insérer le nom Echantillon (bac, ligne.) ;
- ✓ **Méthode** : 40 μ l (Echantillon condensat) / 5 μ l (Echantillon pétrole brut) ;
- ✓ **Coefficient** : condensat pour Echantillon condensat/ pétrole brut pour Echantillon pétrole brut à l'aide de la flèche ;
- ✓ **Densité** : insérer la masse volumique de l'Echantillon ;
- Démarrer l'analyse automatique en cliquant sur le bouton ;
- Une fois l'analyse terminée, noter le résultat S (ppm) ;
- Diviser la valeur S (ppm) par 104 pour avoir un résultat en % pds ;
- Cliquer sur fichier puis sauvegarder / ou sur enregistrer  ;
- Mettre l'appareil en mode veille en cliquant sur puis  cliquer sur « veille maintenant» ;
- Réduire l'application et éteindre l'écran du PC ;
- Débrancher la prise du compresseur.

L'analyse de la teneur en soufre du pétrole brut se fait une fois par mois dans le cadre économique car la machine et les produits utilisés coute très cher, et aussi ils ont l'habitude de trouver que des traces de soufre ceux qui les laisse d'éviter la manipulation quotidienne ce qui nous informe que le pétrole algérien est un pétrole de très haute qualité c'est pour ça il est trop demandé au marché international.

IV.2.4 Teneur en eau et sédiments (BSW)

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

La teneur en eau et sédiments de pétrole brut est importante pour le raffinage, l'achat, la vente, et le transfert de produit. Elle est mesurée selon la norme française (NF M07-020) ou (ASTM96 et 1796) [22] qui consiste à déterminer le volume d'eau et des sédiments séparés du brut par la centrifugation.

Des volumes égaux de pétrole brut et de toluène saturé d'eau sont introduits dans un tube de centrifugation de forme conique. Après centrifugation, on note le volume d'eau de masse volumique plus élevée et de la couche de sédiments rassemblés au fond du tube. l'appareil utilisé est représenté sur la figure IV.6.



Figure IV.6 :schéma de mesure de la teneur en eau et sédiment BSW.

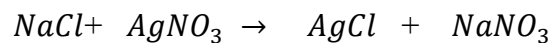
❖ Mode opératoire

- Remplir deux tubes cylindro-conique à 50 ml de solvant chacun, puis ajouter immédiatement 50 ml de l'échantillon. Mélanger les tubes en les agitant vigoureusement jusqu'à ce que leur contenu soit homogène et les boucher d'une manière étanche ;
- Immerger les deux tubes jusqu'à la division supérieure (100 ml) dans un bain marie maintenu à $60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ pendant 10 minutes. Sélectionner le programme de travail et démarrer la centrifugeuse (environ 17 minutes la température devient 60°C), arrêter la centrifugeuse ;
- Placer les tubes dans la centrifugeuse (préalablement portée à 60°C) dans des positions opposées ;
- Fermer le capot et démarrer la centrifugeuse (la centrifugeuse est programmée sur une vitesse de 1500 T/min, pendant 10 minutes à une température de 60°C) ;
- Une fois la durée est terminée, retirer les tubes et noter le volume du dépôt d'eau et des sédiments déposés au fond de chaque tube ;
- La somme des deux volumes d'eau et des sédiments est le résultat de la BSW en pourcentage volume (% vol). Si la somme est inférieure à 0.025 ml, reporter «traces».

IV.2.5. la salinité

Lors du forage, on récupère en premier une quantité considérable d'eau salée. De ce fait, le pétrole contient toujours un taux de sel aussi faible soit-il, mais toujours présent qui ne peut être négligé au risque de nuire aux installations (problème de corrosion).

Le but de 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, selon la réaction suivante:



Les résultats sont exprimés en mg de NaCl/litre de brut ou en pourcentage. La salinité est déterminée selon les normes suivantes: ASTM D3230, MF M07-023 [22].

Le principe de recherche des sels par méthode potentiographique est basé par la neutralisation des sels par le nitrate d'argent par un saut de potentiel à l'aide de deux électrodes et un potentiomètre montré dans la figure IV.7 .

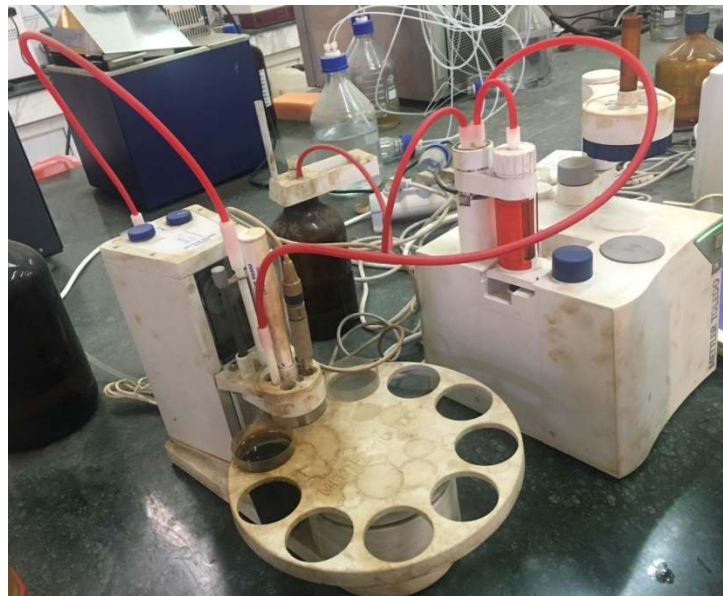


Figure IV.7 : schéma de mesure de la teneur en sels.

❖ Mode opératoire

- Dans un bécher, prendre 90ml de solvant organique et à l'aide de la pipette, prélever 10ml de l'échantillon à doser (brut).
- Placer le bécher dans la partie agitateur du potentiomètre et s'assurer que les membranes des électrodes sont bien plongées dans la solution.

- Laisser agiter pendant deux minutes pour homogénéiser la solution, ensuite titrer par le nitrate d'argent à 0.01N qui se trouve dans la bouteille, jusqu'à ce que le point équivalent soit atteint.

Le solvant organique utilisé est un mélange de:

- Toluène ou benzène à 60% ;
- D'alcool isopropanol à 39% ;
- D'acide nitrique 1% dilué dans l'eau distillée à 50%.

IV.3. Résultats des analyses expérimentales, bilan et discussion

Les relevés des paramètres de fonctionnement d'une unité constituent un ensemble d'informations très précieux pour une étude de comportement ou une analyse d'un phénomène. Généralement, la méthode suivie lors d'une étude expérimentale consiste à effectuer une série d'expériences menées selon un plan tracé au préalable. L'approche adoptée dans cette étude consiste donc à exploiter les données des paramètres relevés quotidiennement depuis le 16 au 31 du mois de mai 2021 de la LIGNE 24 mélange SAHARA ENTREE / TERMINAL BEJAIA.

IV.3.1. Collecte des données et interprétation

Chaque jour nous avons assisté aux analyses pour la détermination des différents paramètres physicochimiques des échantillons.

D'après les résultats obtenus présenté au tableau VI.1, nous constatons que le brut étudié est classé parmi les bruts légers donc de bonne qualité.

Il s'agit d'un brut caractérisé par une faible présence d'eau et sédiment (inférieur à 0,5%Vol) , ce qui évitera au raffineur les opérations ultérieurs de séparation dans le but de minimiser tous risque de corrosion des installations dans les raffineries et le bouchage des canalisations, lors de transport.

Les valeurs de TVR permettent de faciliter son transport et sa pompabilité, ce qui reflète une présence de légers.

Tableau IV.1 : résultats des tests physico-chimiques du pétrole brut .

TESTS	Densité à 15 °C Kg/l	T.V.R à 37.8 °C G/Cm ²	Sel % POIDS	B.S.W % VOL
NORME ASTM NORME IP	D1298-99 IP 160	D323 IP 69	D6470 Dosage potentiel- métrique	D4007-95 IP75
NORMES Contractuelles	0.7902 Mini 0.8082 Max	738 Max	0.0080 Max	0.5 Max
16	0.8009	590	0.0012	Traces
17	0.8004	593	0.0015	0.01
18	0.8003	594	0.0013	Traces
19	0.8001	585	0.0017	0.1
20	0.8007	572	0.0012	Traces
21	0.8000	554	0.0012	Traces
22	0.7991	575	0.0013	Traces
23	0.7990	583	0.0013	Traces
24	0.8000	579	0.0013	0.01
25	0.8010	591	0.0016	0.01
26	0.8007	585	0.0011	Traces
27	0.8009	582	0.0012	Traces
28	0.8009	572	0.0012	Traces
29	0.8003	567	0.0012	Traces
30	0.8009	570	0.0013	Traces
31	0.8016	588	0.0014	Traces

IV.3.1.1. Densité

On trace la densité et la masse en fonction du temps et on obtient la courbe représenté sur la figure IV.12 :

$$\text{En a : } d = \frac{\rho_{\text{pétrole}}}{\rho_{\text{eau}}}$$

Avec $\rho_{pétrole} = \frac{m}{v}$

Dont : ρ : masse volumique (kg/l) ;

d : densité

m : la masse du pétrole (kg)

et V : volume du pétrole (l)

Après le calcul on obtient les résultats présentés au tableau IV.2 :

Tableau IV.2 : résultat de la masse du pétrole brut

Temps (jour)	Masse (Kg)
16	0.40045
17	0.4002
18	0.40015
19	0.40005
20	0.40035
21	0.4000
22	0.39955
23	0.3995
24	0.4000
25	0.4005
26	0.40035
27	0.40045
28	0.40045
29	0.40015
30	0.40015
31	0.4008

On obtient le graphe suivant :

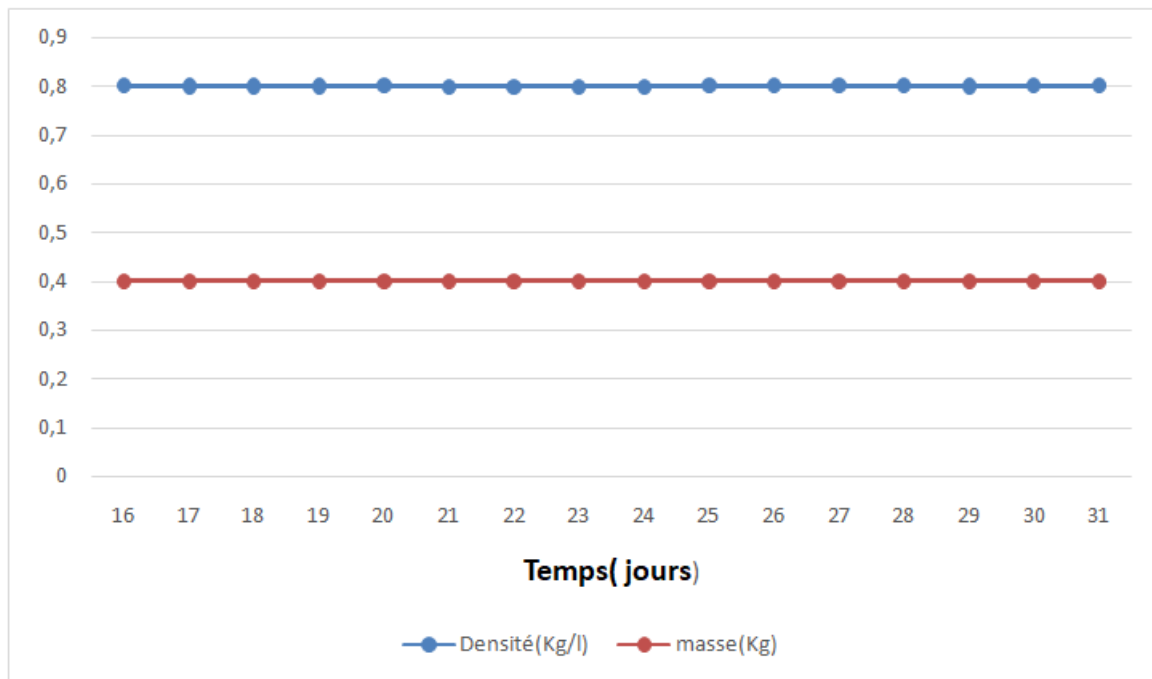


Figure IV.8 : les courbes représente la densité et la masse en fonction du temps

La figure IV.8 représente la densité et la masse en fonction du temps. On voit l'apparition d'une ligne droite pour la masse et la densité ou ça commence du 0,40005 et se termine à la valeur 0,4008 kg pour la masse et qui commence du 0,8009 et se termine à 0,8016kg/l pour la densité. Alors les valeurs sont constants au fil du temps .on sais bien qu'ils sont utilisés pour déterminer la qualité du pétrole brut pendant sa production et au moment de fixer son prix . on conclu que la haute qualité de notre produit qui le laisse être chère au marché.

Notamment aussi selon leur origine les pétroles bruts peuvent présenter des différences notables en matière de longueurs de chaîne d'hydrocarbures, ils sont regrouper sous deux catégorie :

- les bruts léger présentant généralement une faible masse volumique inférieure 900kg/m³ et une densité API de 30 degré ou plus ;
- les bruts lourds à l inverse présentant généralement des masses volumiques supérieures à 1000kg/m³ et une densité API inférieure à 20 degré .ces pétroles présentent des propriétés chimique et physique très différentes, et doivent donc être analysés selon des approches méthodologiques spécifiques. Selon la norme ASTM D5002, les pétroles bruts légers peuvent être mesurés directement sur densimètre, sans préchauffage ; les mesures peuvent être réalisées sur une plage de 15 à 35 °C, et la

fonction intégrée de compensation de la température convertit la masse volumique ou la densité en 15 °C ou 60 °F. Quant aux pétroles lourds, cette norme stipule qu'ils doivent être chauffés avant analyse.

IV.3.1.2. Tension de Vapeur Reid

On trace la tension de vapeur en fonction du temps et on obtient la courbe représentée sur la figure IV.9.

La pression de vapeur est une mesure courante de la volatilité de l'essence et d'autres produits pétroliers ainsi les raffineries de pétrole font varier la TVR de façon saisonnière spécifiquement pour maintenir la fiabilité du moteur à essence. Depuis le graphique on observe qu'il y a de légères différences entre les valeurs de la TVR en fonction du temps ou elle sont comprises entre 590 (g/cm) - 554g/cm, ce qui nous permet de déduire la qualité du pétrole et c'est parmi les raisons qui le laisse d'être parmi les premiers au marché mondiale.

La pression de vapeur c'est l'équilibre d'un liquide désigne la pression exercée par la valeur du liquide à une température donnée et qui est requise pour empêcher le liquide de changer l'état, il existe donc une relation entre la TVR et le point d'ébullition des liquides, plus le point d'équilibre d'un produit est bas plus la pression de vapeur d'équilibre sera élevée.

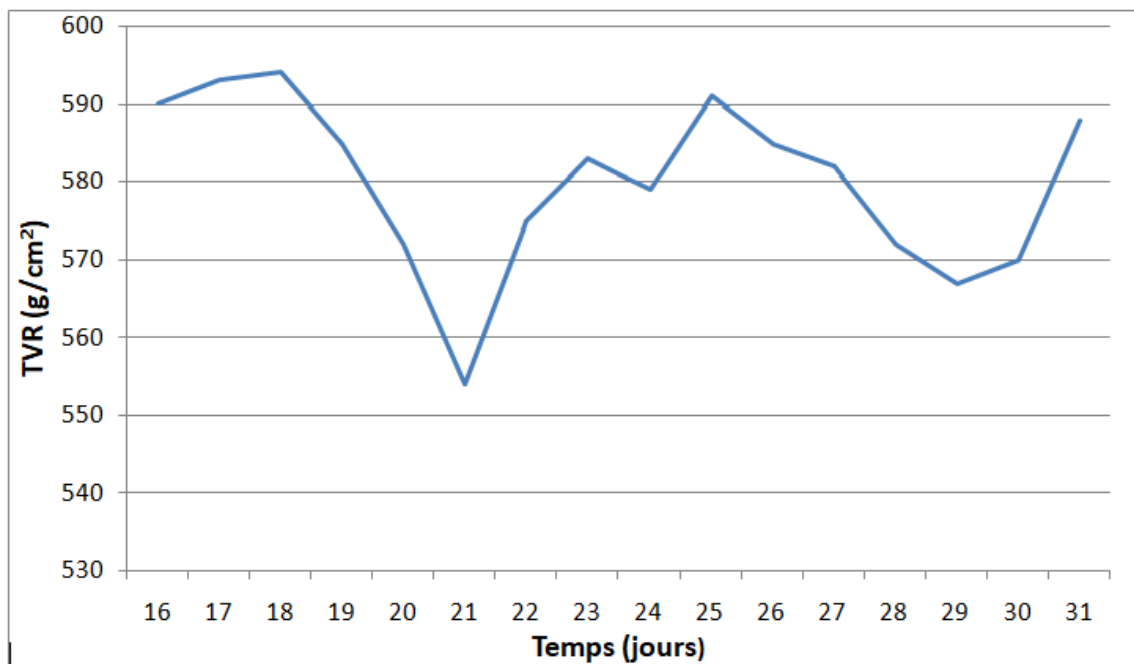


Figure IV.9 : la courbe représente la TVR en fonction du temps

IV.3.1.3. Teneur en sel

La Figure IV.10 représente la salinité en fonction du temps. On observe des augmentations et des diminutions à des valeurs qui sont proches et comprises entre 0,0012 à 0,0017 et ça reprend des valeurs très minimales ce qui nous permet de dire que le pétrole brut de notre Sahara est un pétrole de haute qualité.

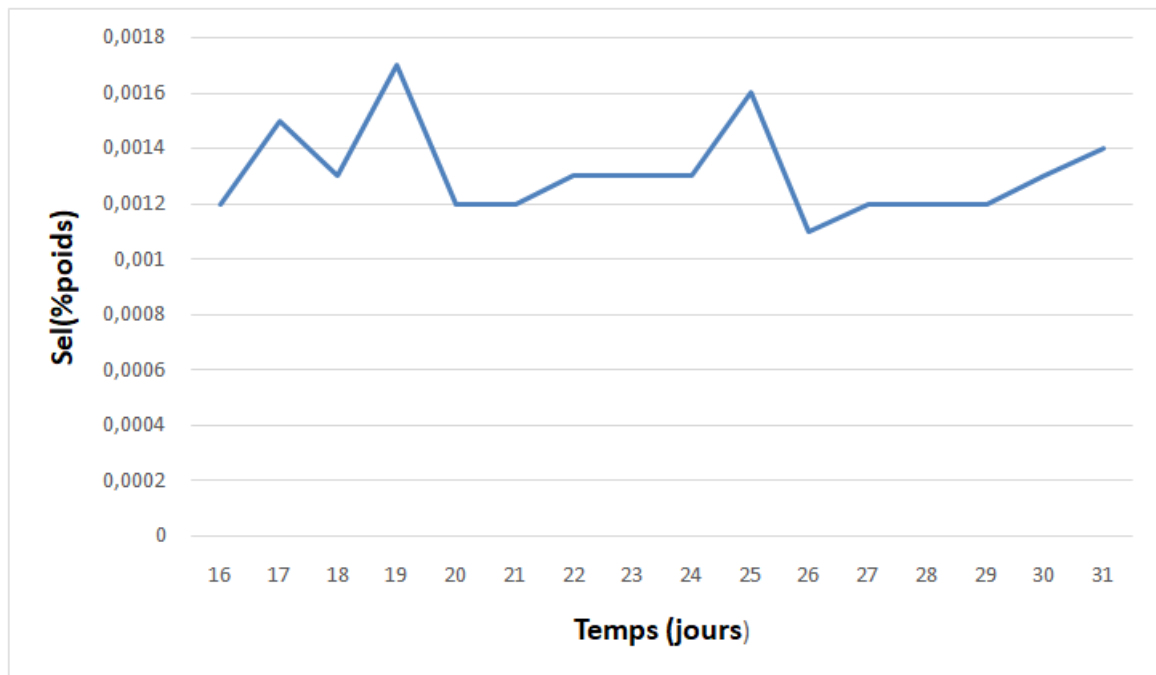


Figure IV.10 : la courbe représente la salinité en fonction du temps



Conclusion générale

Conclusion générale

L'industrie pétrolière est une industrie de haute technologie mettant en œuvre des équipements coûteux et employant des compétences pluridisciplinaires. C'est pour cela qu'il faut préserver ces équipements contre les effets nuisibles des sels, tels que la corrosion, l'encrassement des échangeurs, les pertes de charge dans les conduites, la surconsommation énergétique au niveau du four, et la diminution de la qualité du pétrole.

A travers notre stage au sein de l'entreprise SONATRACH de Bejaia on a conclu sur les différentes installations de l'exploitation et du control qualité de la région Transport centre Bejaïa que :

- le terminal marin de Bejaïa a une importance capitale sur la chaîne du transport des hydrocarbures puisqu' il permet l'évacuation et l'exportation des hydrocarbures liquides expédié du centre de collecte principal HAOUED El HAMRA. Une opération de transport des hydrocarbures n'est rendue possible que grâce à des stations de pompage implantées le long de la canalisation de telle manière à maintenir le régime de l'écoulement du produit dans la canalisation avec la pression de service souhaité.
- Les tests contractuelle nous confirme que le pétrole algérien est un pétrole de haute qualité où il contient très peu d'impuretés et peu de soufre ce qu'il le laisse d'être parmi les premiers et parmi les plus chère au marché mondial

Ca production reste liée cependant à deux contraintes essentielles:

- La croissance de la consommation intérieure et la demande internationale conditionnent les objectifs à atteindre dans ce domaine.
- A partir d'un certain niveau l'augmentation de la production est subordonnée à la découverte de nouvelle réserves.

On perspective, nous recommandons de continuer à faire au niveau de laboratoire d'entreprise SONATRACH de Bejaia les différents tests d'analyses pour toujours surveiller la qualité du pétrole algérien et pour confirmer sa haute qualité.

Par conséquent nous estimons faire d'autres analyses à titre d'exemple sur le pH, viscosité...etc et cela en pensant à long terme pour toujours garder la valeur du pétrole algérien ce qui revient d'une autre part aussi sur l'économie du pays.



Références bibliographiques

Références bibliographiques

[1] : www.futura-sciences.com

[2] : www.euro-petrole.com/sonatrach-ei-592-sc-1.

[3] : **Ab. Guerrame** (2013). Cour De Raffinage 2, Université D'el-Oued.

[4] : <https://sonatrach.com/nos-activites>.

[5] : code-Réseau-de-Transport-par-Canalisation_juin-2018.pdf.

[6] : description-du-reseau-de-transport-par-canalisation-des-hydrocarbures-tarif-de-transport-annee-2021.pdf.

[7] : Base donnée par la direction de SONATRACH de Béjaia.

[8] : www.memoireonline.com/12/13/8257/m_Memoire-sur-le-nouveau-systemecomptable-financier-algerien45.html

[9] : **N. OUARAB** et **S. DADI**, Analyse de la Fiabilité et Optimisation de la Maintenance Préventive du Système de Contrôle d'Accès : Cas de SONATRACH RTC-Béjaïa, Mémoire de fin d'étude supérieures en Modélisation Mathématique et Evaluation des Performances Réseaux, Université de Béjaïa, 2016.

[10] : **B. Roberge** Le pétrole, de l'origine à l'extraction. Techniques du milieu Naturel (2010).12, 147-514.

[11] : **A. Benchouk** and **A. Chibani**, Petroleum-hydrocarbons biodegradation by pseudomonas strains isolated from hydrocarbon-contaminated soil. J. Fundam. Appl. Sci., 9(2), 713-726, 2017.

[12] : Tpepetrole09.free.fr/TPE/transport_stockage.html.

[13] : **S. Abed** et **S. Aggoun**, Etude de valorisation des bruts provenant des champs pétroliers Algériens, Mémoire de fin d'étude supérieures en chimie et environnement, Université M'HAMED BOUGARA Boumerdes, 2017.

[14] : <https://jancovici.com/transition-energetique/petrole/a-quoi-nous-sert-ce-fameux-petrole/>

[15] : **J. Laxalde**, Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie infrarouge, thèse de doctorat (2012), université de Lille1.

Référence bibliographiques

[16]: **J. Labeyrie** .L'homme et le climat. Points Sciences Paris 1993.

[17] : **Jérémy Laxalde**. Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle. Chimie théorique et/ou physique. Université des Sciences et Technologie de Lille - Lille I, 2012. Française.

[18] : **E. Hicham**, Etude de l'inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone en milieu acide ortho phosphorique par un antibiotique organique, Mémoire d'Etudes Supérieures Approfondies, Université de Oujda (Maroc), 2000.

[19] : [www .Technique-de-l'ingénieur.com](http://www.Technique-de-l'ingénieur.com).

[20] : **François Ropital, Yves Chauvin**, (prix nobel de chimie 2005), Corrosion et Dégradation des Matériaux Métalliques, compréhension des phénomènes et applications dans l'industrie pétrolière et des procédés, Edition TECHNIP,2009, IFP Publication

[21] : **I. Feia et MN. Okba**; 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 ; 01/06/2015.

[22] : ASTM standards

[23] : **P. Withier**: Le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Technip Paris .1973.

[24] **P. Withier**. Raffinage pétrochimie et génie chimique. Édition Technip (PARIS). 1971.

[25] : **S.E. Chitour**. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2).

Office des Publications Universitaires L'Algérie .1983.

[26] : **Jean-Pierre Wuaquaier**, le raffinage du pétrole tome 2, 1994 édition Technip.

[27] : **P.Withier** : Le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Technip Paris .1973.

[28] : [www .Technique-de-l'ingénieur.com](http://www.Technique-de-l'ingénieur.com).

[29] : **M. Di Benedetto**, LES METAUX LOURDS, " Génie des Procédés", centre SPIN, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne.

[30]:https://www.actuenvironnement.com/ae/dictionnaire_environnement/definition/mercure_hg.php4.

Référence bibliographiques

[31] : **R.A.Nadkarni** , Elemental Analysis of fuels and lubricants : Recent Advences and Future Prospects. ASTM international, 2005

Résumé

Le pétrole brut 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 énergétique mondial.

Ce mémoire de fin d'étude, est le fruit d'un travail réalisé pendant une période de stage de quinze jours au sein de l'entreprise SONATRACH plus précisément a son annexe activité transport par canalisation, région transport centre Bejaia.

La première partie de notre travail expérimental est consacrée à la présentation de l'entreprise « RTC-SONATRACH », la direction régionale de Bejaia et ses différentes structures. Une deuxième partie est dédiée à l'étude bibliographique d'une manière générale sur le pétrole brut et ses différentes compositions ainsi sa formation, son transport et stockage. Notre objectif pratique a été présenté par la suite sous forme d'un troisième chapitre qui traite les différentes caractérisations et propriétés du pétrole brut réalisés durant notre travail afin de déterminer les différentes propriétés physico-chimiques. Enfin la qualité du pétrole brut de HASSI MESSOUD a été confirmée avec la norme internationale avant qu'il soit stocké et exporté.

Abstract

Crude oil is of paramount importance in the modern world as it is, along with natural gas, the main source of energy. It provides 60% of the world's energy needs.

This end of study dissertation is the fruit of work carried out during a fifteen-day internship period within the company SONATRACH, more precisely in its annex pipeline transport activity, Bejaia center transport region.

The first part of our experimental work is devoted to the presentation of the company "RTC-SONATRACH", the regional management of Bejaia and its various structures. A second part is dedicated to the bibliographical study in general on crude oil and its different compositions as well as its formation, transport and storage. Our practical objective was presented later in the form of a third chapter which deals with the different characterizations and properties of crude oil carried out during our work in order to determine the different physicochemical properties. Finally, the quality of HASSI MESSOUD crude oil was confirmed with the international standard before it was stored and exported.