République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Yahia Farès

Faculté de la Technologie

Département de Génie des Procédés et environnement

Mémoire de Projet de Fin d'Etude Master

Control et vérification des spécifications de pétrole brut

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie des Procédés des matériaux

Présenté par :

SOFRANI Abdenour

Sous la direction de :ALOUAOUI REDHA

Juin2025

Remerciement

Nous voulons d'abord et avant tout remercier Dieu tout-puissant de nous avoir donner à la fois la force et le courage pour accomplir ce travail.

Nous exprimons toute notre reconnaissance à Monsieur le Professeur ALOUAOUI Redah de nous avoir aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à remercier ……..pour nous avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury.

Nous remercions aussi l'ensemble du personnel de la division technologies et développement de Sonatrach de nous avoir accueillis et orienté durant notre stage.

Sans oublie nos chers enseignants du département de Génie des Procédés des matériaux qui ont assuré notre formation.

Dédicace

A Mes Très chers Parents Je dédie ce mémoire à mes parents, pour l'amour qu'ils m'ont toujours donné, leurs encouragements et toute l'aide qu'ils m'ont apportée durant mes études. Aucun mot, aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération, et mon amour pour les sacrifices qu'ils ont consentis pour mon instruction et mon bien-être.

A mes Sœurs Samah,Sondos et Douaa, Je leur dédie ce travail pour tous les sacrifices qu'ils n'ont cessé de m'apporter tout au long de mes années d'études.

A Mes Amis dédicace ne pourrait exprimer ma profonde affection et mon immense gratitude pour tous les encouragements et soutiens qu'ils ont consentis à mon égard.

ملخص

يُعد النفط الخام من الموارد الإستراتيجية في الجزائر، خاصة في المناطق الغنية مثل حقل ت.ف.ت (تين فويي تبنكورت). يتناول هذا البحث موضوع التحكم والتحقق من مواصفات النفط الخام المستخرج من هذه المنطقة، من خلال دراسة تطبيقية ونظرية. في الجزء العملي، تم تحليل عدة معايير أساسية مثل: درجة الحرارة، الكثافة، الكثافة ، حيث (BSW) ، الملوحة، ونسبة الماء والرواسب(TVR) عند 15 درجة مئوية، نسبة البخار القابل للاسترجاع تساهم هذه القياسات في تحديد جودة النفط ومدى مطابقته للمعايير الصناعية. بالموازاة مع ذلك، تم إجراء دراسة معمقة لمنطقة ت.ف.ت، ومراجعة للخصائص الفيزيائية والكيميائية للنفط الخام. كما تم التركيز على دور العوامل ، لما لها من فعالية في تحسين استرجاع النفط وتقليل التأثيرات البيئية (biosurfactants) الحيوية النشطة سطحياً الناتجة عن عمليات الاستخراج. يهدف هذا العمل إلى الجمع بين الدقة التحليلية والابتكار من أجل استغلال مستدام ، الملوحة، TVR، BSWللموارد النفطية. الكلمات المفتاحية: النفط الخام، ت.ف.ت، المواصفات، الكثافة، العوامل الحيوية النشطة سطحياً، مراقبة الجودة، الاستخلاص المعزز للنفط.

Résumé :

L'Algérie considère le pétrole brut comme une ressource essentielle, particulièrement dans des régions prospères telles que le champ de TFT (Tin Fouyé Tabankort). Ce mémoire de fin d'études se penche sur la vérification et le contrôle des spécifications du pétrole brut provenant de cette zone géographique, via une analyse théorique et pratique. Dans la section expérimentale, divers paramètres cruciaux ont fait l'objet d'une analyse : température, densité, densité à 15 °C, TVR (Taux de Vapeur Récupérable), salinité et BSW (Sédiments de Base et Eau). Ces actions servent à évaluer la qualité du pétrole brut et sa conformité aux normes de l'industrie pétrolière.

Simultanément, une analyse détaillée de la zone TFT a été réalisée, accompagnée d'une étude des caractéristiques physico-chimiques du pétrole brut. On a accordé une attention spéciale à l'usage des biosurfactants, célèbres pour leur capacité à optimiser la récupération pétrolière et leur contribution à la diminution des effets sur l'environnement. Ce projet cherche donc à combiner une analyse rigoureuse et l'innovation afin de favoriser une utilisation durable des ressources pétrolières.

Mots-clés : Pétrole brut, TFT, spécifications, densité, BSW, TVR, salinité, biosurfactants, contrôle de qualité, récupération assistée du pétrole.

Abstract :

Crude oïl is a strategic resource for Algeria, especially in rich production zones such as the TFT (Tin Fouyé Tabankort) field. This thesis focuses on the control and verification of crude oil specifications extracted from this region, through both practical and theoretical studies. In the expérimental part, sevra key parameters were analyzed: temperature, density, density at 15°C, TVR (Total Vapor Recovery), salinity, and BSW (Basic Sediment and Water). These measurements are essential for determining the oil's quality and its compliance with industry standards. In parallel, a comprehensive study of the TFT region was conducted, along with a review of the physicochemical properties of crude oil. Special attention was given to biosurfactants, which have shown effectiveness in enhanced oil recovery and reducing the environmental impacts of extraction processes. This work aims to combine analytical precision with innovative solutions to contribute to the sustainable exploitation of petroleum resources.

Keywords: Crude oil, TFT, specifications, density, BSW, TVR, salinity, biosurfactants, quality control, enhanced oil recovery.

Sommaire

Introduction……1

Chapitre I : Présentation de la région TFT

I.1.Présentation de la région ……3

I.1.2 Situation géographique ……3

I.1.3Présentation de la Direction Régionale de TFT ……4

I.1.4 Historique et développement ……..…4

I.1.5. Les périmètres d'exploitation de la région TFT……6

I.2.1. Les différents gisements du champ de TFT ……...……..6

I.2.2. Organigramme de la région TFT……..……8

I.3.1. Fonctionnement des services……..……...……..10

Chapitre II : Généralités sur le pétrole brut

II.1. Introduction……..…….15

II.2. Définition de pétrole……..…….……..15

II.3. Origine ……..15

II.4. Composition du pétrole brut…….……16

II.5. Hydrocarbures Paraffines ……16

II.6. Spécification du pétrole……18

II.6.1. La densité (spécifique gravité) ……..18

II.6.2. Point d'écoulement……18

II.6.3.Viscosité……....18

II.6.4.Tension de vapeur et point d'éclair……...…….19

II.6.5.teneur en soufre……..…….19

II.6.6.Teneur en azote…….……..19

II.6.7.Teneur en eau sédiments et sels……..……19

II.7.Produits pétroliers …….20

II.8.Classification des pétroles bruts ……..…….20

II.8.1.Classification basée sur la densité……..……20

II.8.2.Classification selon la teneur en soufre …….……21

II.8.3.Classification chimique – classification de Tschannen …….21

Chapitre III : Les opérations et traitement de pétrole

III.1. Les opérations : d'exploration, de production et de transport…….....23

III.1.1. Les Opérations de séismologie.....…23

III.1.2. Les Opérations de Forage..... 23

III.1.3. Les Opérations de Production. 24

III.2. La séparation 25

III.2.1. Objectif.....25

III.2.2. Définitions d'un séparateur.....26

III.2.3. Les types de séparateurs.....26

III.3. Equipements dans un séparateur 29

III.3.1. Organes de contrôle……29

III.3.2. Organes de commande……29

III.3.3. Soupapes de sécurité……...30

III.4. Le Dessalage ……..……30

III.4.1. Objectifs du dessalage……30

III.5. Les différents types de dessaleurs ……32

III.6. Lestockage……..……32

III.7.Types de réservoirs de stockage ……33

III.7.1.Réservoir de stockage à toit flottant……36

III.7.2.Le réservoir à toit fixe et à écran flottant……36

III.7.3.Bacs de stockage sous pression……...36

III.7.4.Les sphères……..37

III.7.5.Les cigares……...37

III.7.6.Les stockages souterrains……38

III.7.7.Les stockages sous talus (réservoirs sous talus : RST)……...38

III.7.8.Stockages réfrigérés sous pression……..40

III.7.9.Stockages cryogéniques……...41

III.8.Les équipements des réservoirs de stockage……...43

III.8.1.Le toit flottant……...43

III.8.2.Joint liquide……..43

III.8.3.Joint sec……43

III.8.4.Les béquilles…….43

III.8.5.Les béquilles à réglage fixe……..43

III.8.6.Les béquilles…….44

III.8.7.Évacuation des eaux pluviales……..44

III.9.Exploitation d'un parc de stockage …….44

III.9.1.Réchauffage - maintien en température…….44

III.9.2.Homogénéisation des bacs…….45

III.9.3.Circulation extérieure par pompage……...45

III.10.Mesure des quantités stockées ……45

III.10.1.Capacités des réservoirs……45

III.10.2.La capacité nominale……..…45

III.10.3.La capacité d'inventaire……..46

III.10.4.La capacité utile……..46

III.10.5.Mesure de volume……...47

III.10.6.Mesure des niveaux…….47

III.11.Télé jauges ……48

III.11.1.Mesure des températures…….49

III.11.2.Mesure de la densité…….50

III.11.3.Mesures et système de gestion……..50

III.11.4.Echantillonnage…….50

III.11.5.Conditions d'échantillonnage……51

III.11.6.Précaution avant de prendre un échantillon…….....51

III.11.7.Échantillonnage de quelques produits……51

III.12.Gestion des réservoirs (bacs a toit fixe) ……53

III.12.1.Gestion des réservoirs (bacs a toit flottant……..53

III.12.2.Course du toit flottant (bac en exploitation)……...53

III.12.3.Course du toit flottant (bac en exploitation)……...54

III.12.4.Purges des bacs……...55

III.12.5.Appréciations des pertes d'exploitation…….56

III.12.6.Débordements et fuites……...56

III.12.7.Pertes au cours d'opération de jaugeage……56

Chapitre IV :LES BIOSURFACTANTS

IV.1.Les surfactants ……..58

IV.2.La classification ……59

IV.2.1.les glycolipides……59

IV.2.2.Lipopeptide et lipoprotéine…….59

IV.2.3.Phospholipides et acides gras……..59

IV.2.4.Les biosurfactants polymères……..59

IV.2.5.Les biosurfactants particuliers……..59

IV.3.Les propriétés ……..60

IV.3.1.La solubilisation……60

IV.3.2.Le moussage…….60

IV.3.3.L'émulsionnement…….60

IV.3.4.Adsorbant……..61

IV.4.Biodégradabilités ……..61

IV.5.Toxicité ……..61

IV.6.Production …….63

IV.7.Applications ……..63

Chapitre V : Matériel et Méthodes

V.1:Matériel ……66

V.1.1:Appareillage……66

V.1.2:Verrerie et accessoires……67

V.1.3:Produits et réactifs utilisés……..67

V.2.Méthodes :……..67

V.2.1:Détermination de densité pétrole brut……..67

V.2.2.Définition……68

V.2.3.Principe……69

V.2.4.Mode opératoire……...69

V.3.Détermination de la TVR……69

V.3.1.Définition…….69

V.3.2.Principe…….70

V.3.3.Mode opératoire……70

V.4.Détermination de la salinité…….70

V.4.1.Définition……..70

V.4.2.Principe…….72

V.4.3.Mode opératoire……72

V.5.Détermination de BSW (%EAU) pétrole brut …….72

V.5.1.Définition……72

V.5.2.Mode opératoire…….73

V.6.Les tests d'eaux…….74

V.6.1 :Mode opératoire…….74

V.6.2 :mesurer la quantité des ions sulfatesSO4- et baryum Ba++ dans l'eau……77

Chapitre VI :Résultats et discussion

VI.1.La température ……77

VI.2.La densité …….77

VI.3.la densité a 15c° ……79

VI.4.La densité para port la densité a 15c …….80

VI.5.Méthode de calcul de Tonnage …….81

VI.6 . La Tension de Vapeur Reid…….83

VI.7.La salinité……...85

VI.8.la proportion d'eau et de sédiments (BSW) ……..86

Conclusion……..91

Liste de tableau

Tableau page

Tableau I.1 Dates des découvertes de champs de Tin Fouyé Tabankort……..5

Tableau IV.1 Principales classes de biosurfactants ……63

et micro-organismes producteurs respectifs ……77

Tableau VI.1 présente les températures journalières (en °C) enregistrées …….78

Tableau VI.2 les résultat de la densité ……79

Tableau VI.3 les résultat de la densité a 15c° ……83

Tableau VI.4 les variations journalières de tvr ……84

Tableau VI.5 les variations journalières de salinité. ……85

Tableau VI.6 les variations journalières de bsw. ……86

Liste de Figures

Figure **page**

Figure I.1 Position de Tin Fouyé Tabankort……...3

Figure I.2 les cpc de la région de TIN FOUYE TABENKOURT……...4

Figure I.3 17 périmètres d'exploitation de TFT ……..6

Figure III.1 Schémas représentatifs de principe de la séismique des réservoirs ……...23

Figure III.2 Schématisation de la plateforme de forage et leurs instrumentation……...24

Figure III.3 Photo Réel d'une tête de puits et leurs accessoires…….24

Figure III.4 Principe de la séparation ……..24

Figure III.5 Image expliquée d'un séparateur …….25

Figure III.6 Séparateur tri phasique ……..26

Figure III.7 Séparateur horizontal triphasique ……..27

Figure III.8 Séparateurs sphérique 2 phases ……28

Figure III.9 Dessaleur Electrostatique……..29

Figure III.10 Schéma de principe du dessalage ……30

Figure III.11 Le fond de réservoirs de stockage ……32

Figure III.12 Toit fixe (fixe roof) ……34

Figure III.13 Réservoir de stockage à toit flottant ……35

Figure III.14 Réservoir à toit fixe et à écran flottant ……36

Figure III.15 Back de stockages de forme sphérique ……36

Figure III.16 Les cigares ……37

Figure III.17 Les stockages souterrains ……38

Figure III.18 Bacs de stockage semi – enterré ……38

Figure III.19 La capacité nominale ……39

Figure III.20 La capacité d'inventaire ……41

Figure III.21 La capacité utile ……45

Figure III.22 un ruban métallique ……46

Figure III.23 Le jaugeage manuel ……46

Figure IV.1 Représentation schématique du tensioactif et de son comportement

l'interface eau huile, conduisant à la formation de micelles……..47

Figure IV.2 Représentation schématique d'une émulation H/E/H et/H/E……47

Figure V.1 Température et densité de pétrole brut ……58

Figure V.2 Bain thermostat+ bombe a Reid ……61

Figure V.3 Les étapes de détermination de la salinité ……..68

Figure V.4 Poire cylindre +la centrifugeuse ……..70

Figure V.5 Accumulation de sulfate de baryum dans les pipes ……..72

Figure V.6 Accumulation d'une couche blanche selon la nature ……....74

Figure V.7 Les étapes de mesure la quantité ……..75

Figure V.8 La courbe de variation de d15 par apport de densité app……82

Introduction

L'industrie pétrolière repose en grande partie sur la maîtrise des propriétés physiques et thermodynamiques du pétrole brut et de ses différentes fractions, depuis leur extraction jusqu'au stockage des produits finis. Ces propriétés jouent un rôle déterminant dans l'ensemble de la chaîne de valeur, influençant à la fois les procédés de transport, de transformation et de commercialisation. Cependant, leur détermination expérimentale nécessite souvent des analyses complexes, longues et coûteuses. Afin d'optimiser les ressources en temps et en coût, les ingénieurs pétroliers font de plus en plus appel à des méthodes prédictives, reposant sur des essais préliminaires rigoureusement encadrés par des protocoles normalisés d'échantillonnage. Ces méthodes permettent de mesurer les principales caractéristiques physico-chimiques du brut, selon des normes établies (ASTM, AFNOR, etc.), afin de garantir la fiabilité des résultats et leur comparabilité entre les différents intervenants de l'industrie.

Dans ce contexte, l'Algérie, dont l'économie est fortement tributaire du secteur des hydrocarbures, s'appuie sur des régions de production stratégiques, dont le champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT). Ce gisement riche en pétrole brut et en gaz naturel constitue une ressource majeure, dont l'exploitation exige des infrastructures performantes et un contrôle strict des spécifications du brut. Ce mémoire s'inscrit dans une démarche d'analyse et de vérification des caractéristiques du pétrole extrait de la région TFT, à travers l'étude de paramètres clés tels que la température, la densité, la densité à 15 °C, le taux de vapeur récupérable (TVR), la salinité et le BSW (Basic Sédiment and Water). Ces données sont fondamentales pour juger de la qualité du brut et assurer sa conformité aux standards des raffineries et aux exigences du marché.

La partie théorique de ce travail présente la région TFT, ses potentialités en hydrocarbures, ainsi qu'un aperçu approfondi des propriétés physico-chimiques du pétrole brut. Une attention particulière est également portée sur l'intégration de solutions innovantes, notamment l'usage des biosurfactants, en tant qu'agents capables d'améliorer la récupération pétrolière tout en limitant les impacts environnementaux. À travers cette étude, nous visons à proposer une méthodologie rigoureuse de contrôle qualité et à explorer les voies d'optimisation des procédés d'exploitation dans une perspective durable et respectueuse de l'environnement.

Chapitre I :

Présentation de la Région TFT

I.1.Présentation de la région :

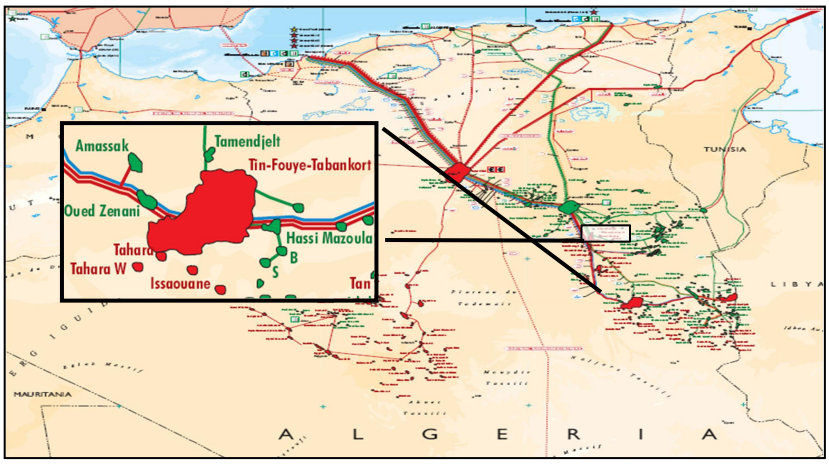
I.1.2 Situation géographique :

La Direction Régionale de Tin Fouyé Tabankort, souvent désignée par l'acronyme TFT, est intégrée à la Division Production de la société SONATRACH. Elle est responsable de la production pétrolière du champ TFT et de l'administration de toutes les divisions qui lui sont affiliées. Vous avez été formé sur des données jusqu'en octobre 2023. Ce site se trouve dans le secteur nord-ouest du bassin d'Illizi, plus précisément à 300 km au nord-ouest d'In-Amenas et à 500 km au sud-est de Hassi-Messaoud. Les coordonnées UTM (Universel Transverse Mercator) définissent la zone TFT [1]: X1=310.000 .Y1=3110.000 .X2=400.000 .Y2=3190.000

Le champ de TFT connu par sa capacité de production de l'huile, il est classé le deuxième champ après HASSI MESSAOUD. Il produit en moyenne :

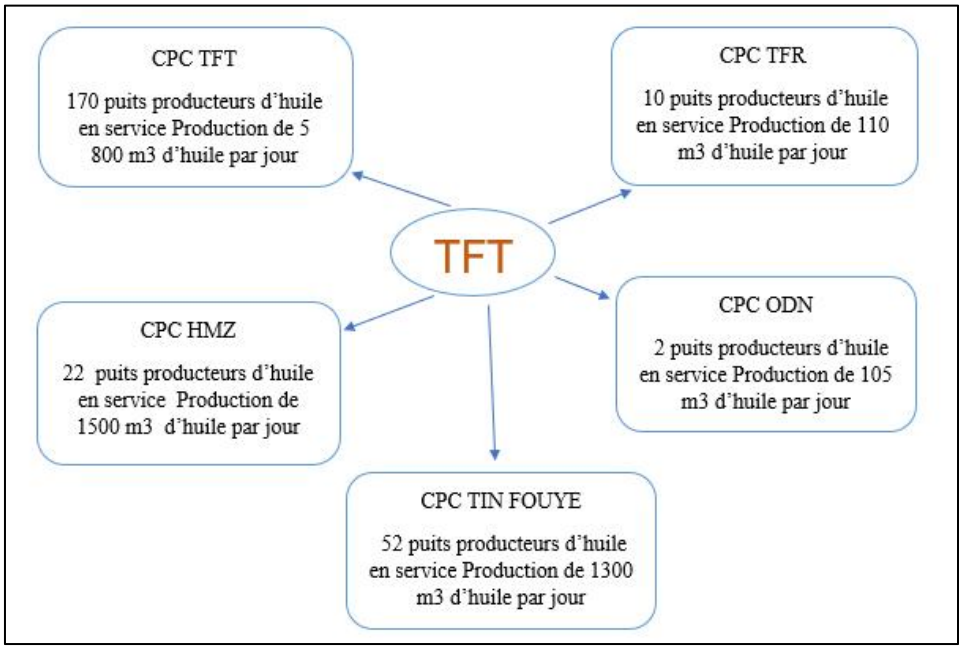
8 700 m3 /jour d'huile. 16 045 m3 /jour d'eau. 3000 000 m3 /jour de gaz.

Dans la zone de TFT, diverses méthodes d'extraction d'huile ont été mises en œuvre : l'extraction primaire (puits éruptifs), et l'extraction secondaire (Gas-lift, maintien de pression par injection d'eau et pompage électrique). On estime que les réserves d'huile s'élèvent à environ 219 400 000 m3. La zone de TFT s'étend sur une superficie de 4 000 km² et englobe divers gisements.[1]



FigureI.1: Position de Tin Fouyé Tabankort[2]

la région de TFT dispose de cinq (05) principaux centres de collecte repartis comme suit:



FigureI.2: les ccp de la région de TIN FOUYE TABENKOURT

I.1.3Présentation de la Direction Régionale de TFT :

- L'expédition de la production d'huile comptabilisée vers les terminaux.

- Le signalement permanent des anomalies sur les installations ainsi que leurs levées.

- Le contrôle des collectes, oléoducs rattachés.

- Le suivi de la maintenance réglementaire des unités, APG, ……..etc.

- Le maintien des unités en état de propreté irréprochable[3]

I.1.4 Historique et développement :

La majeure partie de la production régionale provient du gisement de TFT de l'Ordovicien. Jusqu'en 1975, on a dénombré 52 puits forés, dont 49 étaient producteurs. Le forage ne couvre que 40% du territoire de TFT, et en 1974, la production annuelle d'huile s'élevait à 2.634.000 tonnes. Face à la baisse de la pression de réservoir, la région bénéficie d'un soutien énergétique artificiel, le plus souvent par l'injection d'eau

ou de gaz. On utilise ces techniques sur les réserves épuisées par déplétion naturelle, d'où le terme « récupération secondaire ». Le projet de maintien de pression (MP) a été lancé en 1984 et a produit un total de 2.751.651 tonne

En 1991, on comptait 976.886 tonnes, puis 4.410.176 tonnes en 1994 et enfin 3.504.200 tonnes en 1998. Pour augmenter le taux de récupération au-delà de 25% et récupérer les gaz brûlés, un autre projet a été lancé en 1987 avec la construction d'une usine dédiée au traitement du gaz associé. Dans la zone de TFT, diverses méthodes d'extraction de pétrole ont été mises en œuvre, notamment l'extraction primaire (puits éruptifs) et l'extraction secondaire (MP grâce à l'injection d'eau et gaz lift via la réinjection du gaz). La zone de TFT possède diverses infrastructures essentielles pour garantir la production, l'entreposage et le transport des hydrocarbures, dont principalement :

Un grand nombre de puits, soit plus de 400 (pour le pétrole et l'eau).

Vingt centres de séparation (CS).

Trois installations de stockage de pétrole brut (CPC).

Une centrale d'énergie. Unité de traitement et de compression des gaz associés (UTGA).

-Deux installations pour la compression du gaz.- Une station pour l'injection d'eau.

La région de TFT génère approximativement 10.000 mètres cubes par jour d'huile et 2 millions de mètres cubes journaliers de gaz.[3]

La découverte des champs et leurs mises en production sont présentées dans le tableau

suivant[1]:

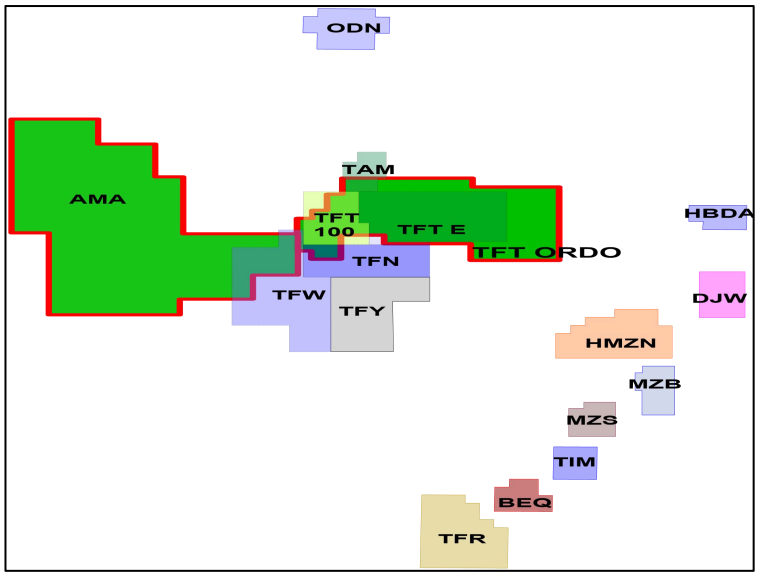
TableauI.1: Dates des découvertes de champs de Tin Fouyé Tabankort.[1]

Champs	Date de découverte	Date de mise en production
SECTEUR SUD		
TIN FOUYE	1961	1963
HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
HASSI MAZOULA B	1966	1967
TIN FOUYE NORD	1966	1967
HASSI MAZOULA NORD	1959	1963
SECTEUR NORD		
TFT PUITS 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

I.1.5. Les périmètres d'exploitation de la région TFT :

Il Ya 18périmetre d'exploitation[2] :

- -Tin Fouye Tabankort - Tin Fouyé Ouest - périmètres d'exploitation
- -Tin Fouyé Tabankort 100 -Amassak Tirarimine -Tin Fouyé Tabankort Est -Tamendjelt -Djoua -Hassi Mazoula Nord
- -Tin Fouyé -Hassi Mazoula Sud -Tin Fouyé Nord -ODN -Hassi Mazoula B -Tifernine
- -TIM -BEQ -HBDA



FigureI.3: 17 périmètres d'exploitation de TFT[2]

I.2.1.Les différents gisements du champ de TFT :

a)Gisement de TFT :

Le gisement de TFT se compose de deux réservoirs : celui du Dévonien et celui de l'Ordovicien. L'Ordovicien est l'époque dominante. Il génère la majorité de la production au sein de la région. Elle a été mise en service en novembre 1958. Ce réservoir est constitué d'une colonne d'huile de type anticlinal, avec du gaz à la surface au sud et de l'huile au nord. Le réservoir s'étire sur une distance de 7 à 15 km du nord au sud et couvre une largeur de 25 km d'est en ouest. Une profondeur moyenne de deux mille deux cents mètres. Jusqu'en 1975, on avait foré un total de 52 puits, parmi lesquels 49 étaient producteurs. En 1974, la production d'huile a atteint un volume de 2 634 000 tonnes. Du fait de la réduction de la pression du gisement menant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de conservation de pression a été mis en place en 1980.

1984 où 2 751 651 tonnes,

En 1991 : 4 976 886 Tonnes

En 1994 : 4 410 176 tonnes

En 1998 : 3 504 200 tonnes.

À l'heure actuelle, 227 forages d'huile sont en cours dans le réservoir ordovicien du gisement de TFT, dont 136 sont opérationnels. Sur les puits ouverts, 72 sont en mode Gas-lift, avec une production quotidienne de 8 692 m3/jour. Le réservoir dévonien, situé à une profondeur de 1200 mètres, est un gisement non éruptif exploité par Gas lift. Actuellement, 13 des 17 puits forés sont ouverts et sa production quotidienne s'élève à 307 m^3/jour. [1]

b) Gisement de Tin Fouyé (TFY) :

Le gisement de Tin Fouyé se trouve au sud de TFT. C'est une zone élevée, d'une complexité extrême, constituée de diverses structures. Il s'étend sur une superficie de 306 km^2. L'activité de forage a été détectée dans ce dépôt sur le site du réservoir dévonien F6. L'exploitation du réservoir dévonien se fait par le biais du Gas-lift. Sur les 52 puits forés, 36 sont en activité, et la production quotidienne s'élève à 1731 m^3 par jour. [1]

c) Gisement d'Amassak (AMA) :

Le gisement d'Amassak se trouve à 25 km dans la direction Ouest-Nord-Ouest par rapport au gisement de TFT. Les stocks de pétrole se trouvent dans l'unité 4-3 de l'Ordovicien, à une profondeur de 2000 mètres. On se sert des deux méthodes, le maintien de pression (MP) et le gaz-lift, pour leur utilisation. Sur les 35 puits forés, 25 sont en place, et la production actuelle s'élève à 1 611 m3 par jour. [1]

d) Gisement de Djoua :

Le gisement d'Amassak se trouve à 25 km dans la direction Ouest-Nord-Ouest par rapport au gisement de TFT. Les stocks de pétrole se trouvent dans l'unité 4-3 de l'Ordovicien, à une profondeur de 2000 mètres. On se sert des deux méthodes, le maintien de pression (MP) et le gaz-lift, pour leur utilisation. Sur les 35 puits forés, 25 sont en place, et la production actuelle s'élève à 1 611 m3 par jour. [1]

e) Gisement de Tamendjelt (TAM) :

La localisation du gisement de Tamendjelt se trouve approximativement à 6 km au nord-ouest de TFT. L'exploitation de l'huile du réservoir F6 dévonien est effectuée par Gas-lift de 3 sur les 6 puits forés, avec une production actuelle s'élevant à 98m³ par jour. [1]

f) Gisement de Hassi Mazoula Nord (HMZ Nord) :

Ce dépôt donne une production de 60 m3/jour à partir d'un unique puits sur les six forés. La production s'effectue via pompage électrique.[1]

g) Gisement de Hassi Mazoula Sud (HMZ Sud) :

Le gisement de HMZ Sud couvre une superficie de 5,2 km², et seul le réservoir F6 génère du pétrole à partir de 5 des 7 puits forés. La production s'élève à 130m3 par jour et est réalisée via un pompage électrique. [1]

h) Gisement de Hassi Mazoula B (HMZ-B)

Le gisement de HMZ-B couvre une superficie de 4,4 km². On a détecté la présence d'huile dans le réservoir F6 et de gaz dans le réservoir ordovicien. La production s'effectue via un système de pompage électrique. La zone de TFT est segmentée en douze zones, englobant au nord les champs suivants : TFT ordovicien, TFT dévonien, TAM, AMA et Djoua. Ces derniers affichent une production de 11 148M3 par jour d'huile et comptent 182 puits ouverts sur un total de 300. Dans la région sud, on trouve : TFY, HMZ Nord, HMZ Sud et HMZ-B qui génèrent actuellement 1 731 m3 par jour d'huile avec 47 puits ouverts sur les 70 forés. [1]

I.2.2.Organigramme de la région TFT :

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankort (TFT) dépend hiérarchiquement de la division production, qui est elle-même placée sous la tutelle de la direction régionale du grand groupe pétrolier SONATRACH. Cette région se classe au deuxième rang en termes de production pétrolière, juste après Hassi Messaoud. De plus, le développement du gaz en partenariat entre Sonatrach TOTAL et Repsol rend TFT une zone gazière significative. Description de la structure organisationnelle de la région TFT : ainsi, la Direction Régionale de TFT est organisée en plusieurs divisions qui

gèrent chacune un segment spécifique de ses activités. Ces entités sont structurées comme suit :

_ Service juridique

_ Cellule : informatique et télécoms

Division Engineering production (EP)

Division Exploitation (XP)

Division Maintenance (MN)

Division Personnel (PES)

Division Sécurité Hygiène Environnement (SHE)

Division Approvisionnement et Transport (DAT)

Division Moyenne généraux (M O G)

Division technique

Division infrastructures

Division Finance (FIN)

Notre formation induction a été effectuée dans la Division exploitation [3]

-Division exploitation :

Elle a pour mission l'exploitation des installations de surface destinée à la production, la séparation, le traitement et l'expédition du pétrole et du gaz. Elle est composée de Cinq

services à savoir :

- Secteur NORD.

- Secteur SUD

- Service huile NORD.

- Service huile SUD.

- Service unité traitement de gaz (UTGA).

- Service maintien de pression (MP).

- Service fermeture gaz lift (FGL).

-Service programmation (laboratoire et bureau de calcule) [3]

-Organigramme de la Division :

La structure de l'organigramme de la division opérationnelle est organisée. Suivant comme ceci Selon l'organigramme fourni, la Division exploitation se compose des cinq services suivants :

Huile Nord.

Huile Sud.

Fermeture gaz lift.

Unité de traitement des gaz associés.

Maintien pression.

Chaque service est composé d'une à trois sections. [1]

I.3.1.Fonctionnement des services :

Au sein de cette société de taille TFT, il est aisé de percevoir l'interaction constante entre les différents services décrits plus haut[3]

-Missions du section laboratoire :

Dans le laboratoire, ils réalisent des études qui évaluent la densité du pétrole extrait et salé, la qualité des puits pétroliers, qui renferment deux sortes de sulfate et de baryum. Ils déterminent également les doses à employer concernant les produits chimiques anti émulsifiants. De plus, ces analyses permettent d'établir le ratio d'eau dans le pétrole ainsi que celui du gaz, parmi une multitude d'autres tests. Par le biais de l'évaluation quotidienne de la qualité du pétrole extrait et grâce à ces vérifications, nous pouvons établir la quantité produite. Les éléments des gaz générés par l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) sont aussi identifiés en laboratoire à l'aide d'un chromatographe. Le laboratoire représente l'élément le plus crucial de cette institution . [3]

-Missions du service exploitation de l'UTGA :

Le traitement des gaz associés est assuré par déshydratation et séparation des condensats qui seront intégrés à l'huile. Une portion du gaz sec sera employée comme gaz lift, tandis que le surplus sera acheminé pour la vente via pipeline vers Hassi-R' mel. L'installation de traitement des gaz est destinée à la récupération des gaz initialement brûlés dans les centres de séparation. Elle permet leur déshydratation et distillation, suivies d'une compression à 80 kg/cm2, ce qui entraîne la récupération des condensats. L'unité concernée englobe la production haute pression (HP) et basse pression (BP) des centres CS 1-2-3-4-5 et Amassak, dans un réseau de collecte, où les pressions d'entrée sont respectivement les suivantes :

HP = 11.5 kg/cm2 BP = 2.5kg/cm2 Chaque centre de séparation est muni de vannes automatiques HP et BP vers l'usine. Leurs points de consigne sont inférieurs à ceux des Séparateurs afin de favoriser la récupération complète du gaz. Si l'usine est saturée, les vannes torches de gaz sont ouvertes. Pour prévenir l'augmentation de la pression dans le séparateur, et donc Pour des raisons de sécurité, la torche doit s'allumer uniquement de manière légère. [3]

-Composantes de l'UTGA : L'unité peut se décomposer en 05 parties, dont la plus

importante étant l'unité de gaz, elle contient tous les équipements de production de gaz[3].

-Equipements de l'UTGA et leurs rôles : En gardant le même schéma les différents

Équipements peuvent être classés en deux catégories :

- équipements de gaz (liés directement à l'objectif),

- équipements de services (assurent des fonctions pour la réalisation de l'objectif). [3]

-Capacité de l ' UTGA :

- Débit de gaz à traiter : 4,46 millions de m3 /j Soit : 2,23 millions de m3 /j / train

- Débit de condensat :

- Hiver : 172tonnes/j.

- Eté : 538 tonnes/j

- Taux d'humidité : < 50 ppm.

- Pression de sortie : 80 kg/cm2.

- Pression d'entrée HP: 6 kg/cm2.

- Pression d'entrée BP : 0,6 kg/cm2 [3]

-Description succincte du procédé :

Le gaz arrive au collecteur, où le gaz basse pression sera comprimé jusqu'à atteindre la pression haute. Le mélange retourne vers l'entrée d'aspiration du premier étage de la section de compression haute pression. Il est refoulé vers l'aspiration au deuxième étage, qui le refoule à 80 kg/cm2 en direction de la tour de production.

(Déshydratation) de la section tour, afin de supprimer l'humidité. Après la tour d'absorption, le gaz sera acheminé vers la section stripper, suite à une détente de 80 à 20 kg/cm² afin de

faciliter la récupération des condensats. Une portion de ce gaz est employée en tant que gaz combustible (8 à 10%), tandis que le reste sera comprimé par la troisième étape pour sa mise sur le marché. Une portion de celui-ci est employée pour le Gas-lift.[3]

-Missions du service maintien pression :

Face à l'insuffisance de la récupération naturelle de l'huile dans les gisements, les scientifiques se sont tournés vers une énergie artificielle, l'injection d'eau ou de gaz étant la méthode la plus courante. Ces techniques sont mises en œuvre sur les gisements qui ont été vidés par épuisement naturel, d'où l'utilisation de « récupération secondaire ». La méthode de maintien de pression est une technique d'assistance à la récupération où l'injection débute avant la fin du premier épuisement. Cette technique vise à conserver la pression du réservoir et à garantir une extraction uniforme de l'huile, ce qui se traduit par une amélioration de la récupération. L'utilisation de l'eau au réservoir ordovicien de la zone de Tin Fouyé Tabankort (TFT) présente les problèmes suivants :

- La corrosion bactérienne,

- L'incompatibilité de l'eau d'injection avec l'eau de gisement (précipitation des sels insolubles tel que le BaSO4).

Les différentes installations du service maintien de pression sont :

- Centre de production d'eau TAM

- Centre de production d'eau TFNE

- Centre d'injection CS2 [3]

-Missions des deux services exploitation Huile Nord /Sud :

Ces deux services supervisent l'opération des machines ainsi que des centres dédiés à la production, la séparation, le stockage et l'expédition de l'huile. Ils supervisent aussi les installations de surface tout en rédigeant des instructions de travail et des notes de service pour le département strictement.

Formés sur des données jusqu'en octobre 2023. Ses tâches comprennent : - L'entretien constant des unités qui lui sont assignées 24h/24, afin de respecter les objectifs de production définis par la direction.

- L'inspection régulière des puits pour l'évaluation des effluents d'huile, de gaz et d'eau, essentielle pour le suivi des réservoirs.

- L'enregistrement de la production d'huile provenant des centres de séparation satellites vers le centre de stockage.[3]

Mission du service huile nord :

Ce service garantit l'opération des machines ainsi que des centres de production, de séparation, de stockage et d'expédition d'huile. Il supervise aussi les installations en surface tout en rédigeant des ordres de mission pour le département des travaux pétroliers[3]

-Les centre de séparation :

Les centres de production de TFT sont au nombre de huit (08) :

- Secteur est : CS2, CS3, CS4, CS5.

- Secteur ouest : CS1, CPC, TAM, AMA. [3]

-Constitution d'un centre de séparation :

- Manifold d'arrivé :

Il reçoit les pipelines de production venant des têtes de puits d'huile et les deux manifolds

Intermédiaires satellites

- Séparateur :

Ces séparateurs tris phasiques constituent les deux batteries de séparation (sélective et

Production);

Les séparateurs HP fonctionnent à 10.5 bars, et les séparateurs BP fonctionnent à 2.5 bars. La

Batterie test est constituée de deux séparateurs HP et BP.

- Chambre de mesure :

De capacité 500 L pour test des puits.

- Scrubber :

Utilisés pour élimination des entraînements d'huile.

- Réchauffer :

Qui permet de chauffer le gaz instrument et alimentation des pompes durant la période

Hivernale afin d'éviter le givrage.

- 03 Pompes Burton :

De type volumétrique et fonctionnant en parallèle.

-02 bacs tampon :

de capacité 50 m3 chacun

- Le bourbier :

Il s'agit d'une zone dédiée au rejet de l'eau décantée, qui peut avoir une forme rectangulaire, carrée ou circulaire et présente des dimensions variables, selon le volume d'eau à rejeter. Le bourbier est généralement établi soit par excavation (dans un terrain qui n'est pas rocailleux), soit par élévation. (dans le cas d'un terrain rocheux : c'est le cas de TFT)

- Un bassin de décantation (CS2)

- Un déshuileur (CS5, AMMASAK) [3]

-Mission du service Bureau de calcule :

Dans ce domaine, des bilans sont compilés dans tous les domaines pour évaluer les volumes de pétrole et de gaz produits et utilisés toutes les 24 heures, avant d'établir un compte rendu global à transmettre à Alger. [3]

Chapitre II :

Généralités sur le pétrole brut

II.1.Introduction :

Le pétrole brut est une matière naturelle complexe, composée d'hydrocarbures, exploitée pour la fabrication de divers produits finis et sources d'énergie, comme les lubrifiants et les produits issus de la pétrochimie. La composition et l'apparence varient en fonction de l'endroit où elle est extraite.

À l'heure actuelle, le pétrole brut demeure crucial en tant que source majeure d'énergie. En réalité, le pétrole est perçu comme la source d'énergie prédominante, étant donné qu'il satisfait environ 60 % de la demande énergétique globale, à l'opposé du gaz naturel.[4]

II.2.Définition de pétrole :

Également désigné comme huile de roche, le pétrole est un fluide noir qui peut présenter des reflets verdâtres et qui a habituellement une densité inférieure à celle de l'eau. Sa densité fluctue entre 0,7 et 0,9, et il est habituellement plus léger que l'eau.

En fonction de son état, il peut être plus ou moins liquide et présenter une provenance et un arôme spécifiques. Le pétrole, constitué d'un assemblage complexe de plusieurs composés, renferme différents hydrocarbures exploités dans divers domaines industriels et moteurs à combustion. Il peut également présenter des résidus de composés oxygénés et azotés, ainsi que du soufre si sa composition est organique.

L'électricité, le chauffage direct, le raffinage, la pétrochimie (plastiques, huiles et détergents) et bien d'autres secteurs font partie des domaines concernés.[4]

II.3.Origine :

Plusieurs hypothèses ont été proposées pour expliquer son origine, cependant, la théorie organique du pétrole semble actuellement attirer l'attention des chercheurs. D'après cette théorie, le pétrole est issu de la décomposition des restes organiques, principalement d'organismes végétaux et animaux qui habitent l'eau (plancton) ou le fond marin (benthos) des océans. Au fond marin, la matière organique aurait progressivement s'accumulée avec des sédiments fins, donnant ainsi naissance au

sapropel. Au fil des périodes géologiques, la pression s'intensifie progressivement avec l'accumulation de sédiments, tandis que la température connaît une hausse. Dans un milieu réducteur, c'est-à-dire dépourvu d'oxygène, la présence de bactéries aurait progressivement favorisé la transformation de ce sapropel en pétrole. Suite à la formation du pétrole dans la roche source, celui-ci a été exposé à différents facteurs tels que la pression des sédiments, les forces géologiques et les fluctuations. de densité qui l'accompagne. Ainsi, le pétrole tend à se mouvoir et à traverser les roches plus fragiles ou les fissures qui existent au sein de ces structures.

Habituellement, cela se fait en escaladant les sédiments, dû à la densité relativement basse du pétrole comparée à celle de l'eau et à la présence courante de gaz dissous dans le pétrole. La migration du pétrole sera complète lorsqu'il sera emprisonné dans les roches poreuses du sous-sol, tout comme l'eau s'imbibe dans une éponge.[4]

II.4.Composition du pétrole brut :

Les hydrocarbures divers sont majoritairement composés de carbone (83 à 87%) et d'hydrogène (11 à 14%). En plus de ces composés, le pétrole contient des oxydes, du soufre et de l'azote, représentant jusqu'à 6 ou 7 % de la totalité. Dans les cendres du pétrole, on peut trouver des éléments comme le chlore, le phosphate, le silicium, ainsi que des métaux tels que le potassium (K), le sodium (Na), le calcium (Ca) et le fer (Fe), sans oublier le nickel (Ni).

Cette reformulation met l'accent sur la composition du pétrole en détaillant les niveaux de carbone et d'hydrogène, ainsi que la présence d'autres éléments comme l'oxygène, le soufre, l'azote et divers métaux retrouvés dans les résidus pétroliers.

Le pétrole brut est principalement constitué de liquides hydrocarbures présents dans le pétrole. ces hydrocarbures appartiennent aux trois groupes principal suivant :

- Les hydrocarbures paraffines Alcanes saturés ou hydrocarbures insaturés.
- Hydrocarbures naphténiques
- Hydrocarbures aromatiques

• Hydrocarbures mixtes[4]

II.5.Hydrocarbures Paraffines :

-Les paraffines (Alcanes) saturés

La paraffine est un alcane solide et inflammable saturé, employé dans de nombreuses applications industrielles. Sa formule générale est CnH2n+2 avec une structure typique, soit ramifiée (isoméries).[4]

la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable. Si la concentration atteint ou dépasse 50%, on considère que le pétrole est paraffiné, et on fait la distinction[4] :

• Les paraffines sous forme gazeuse.

• Les liquides paraffiniques.

• Les paraffines sous forme solide.

Ils se composent d'une série d'atomes de carbone associés à l'hydrogène et peuvent s'organiser en chaînes linéaires ou ramifiées. [5]

-Les naphtènes (hydrocarbures cycliques saturés) :

Dans ces hydrocarbures, une cyclisation peut se produire sur n'importe quelle partie de la structure carbonée ; le nombre d'atomes de carbone dans le cycle ainsi créé peut être variable. Ces substances présentent des températures d'ébullition et des densités supérieures à celles des alcanes possédant le même nombre d'atomes de carbone. Dans le pétrole brut, les cycles que l'on rencontre le plus souvent sont ceux comportant cinq ou six atomes de carbone. Au cours de ces cycles, chaque atome d'hydrogène peut être remplacé par une chaîne paraffine linéaire ou ramifiée. Ils suivent la formule générale : CnH2n. Il s'agit de hydrocarbures cycliques saturés dont la formule générale est CnH2n. Dans le pétrole, ces hydrocarbures se présentent sous la forme de dérivés du cyclohexane et du cyclopentane, classés en cycliques monocycliques, bicha iniques et polycycliques. [5]

-Les Hydrocarbures aromatiques :

Il s'agit d'hydrocarbures cycliques non saturés présentant une formule générale. CnH2n-6, ces Les hydrocarbures dans le pétrole se présentent sous la forme de benzène, toluène, xylène et leurs dérivés. On qualifie le pétrole d'aromatique si sa composition en hydrocarbures est d'environ 35%. Vous avez été formé sur des données jusqu'à octobre 2023. Il s'agit d'hydrocarbures polyinsaturés cycliques présents en grande quantité dans les pétroles bruts. Leur formule, contenant au moins un cycle avec trois doubles liaisons conjuguées, leur octroie des propriétés exceptionnelles. Effectivement, les composés initiaux tels que le benzène, le toluène et le xylène sont des éléments essentiels dans le domaine de la pétrochimie. [5]

-Les Hydrocarbures insaturés (oléfines) :

Il y a presque pas d'hydrocarbures insaturés dans le pétrole ; ils sont principalement générés par la transformation des produits pétroliers lors des processus thermiques et thermo catalytiques.[5]

-Substances résineuses et Asphalteuse :

Dans le pétrole, ces substances se présentent comme un ensemble très sophistiqué de composés hétérocycliques à noyau renfermant du soufre, de l'azote, de l'oxygène et divers métaux, avec des proportions qui oscillent entre 10 et 20%.[5]

-Composés oxygénés :

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et d’acides Naphténiques

-Substances minérales :

Le pétrole brut contient de l’eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sédiments. [5]

II.6.Spécification du pétrole :

II.6.1.La densité (spécifique gravité) :

La connaissance de la densité revêt une valeur commerciale significative, car le prix des pétroles bruts dépend de cette caractéristique, généralement exprimée en degré API. Au sein d'une même zone géographique, on peut noter des disparités de densité du pétrole d'un gisement à l'autre. Des différences de densité sont également remarquées d'un puits à un autre au sein du même champ. Vous avez été formé sur des données jusqu'à octobre 2023. [5]

II.6.2.Point d'écoulement : Quand le pétrole brut est soumis à des températures basses, contrairement à une substance pure, il ne se transforme pas de manière évidente de l'état liquide à l'état solide. On observe initialement une hausse plus ou moins significative de la viscosité ; si la température diminue suffisamment, le pétrole brut perd sa fluidité et tend à devenir solide. En réalité, le pompage du fluide peut provoquer une agitation qui empêche ou détruit la formation des cristaux de paraffine. Cela confère à certains bruts une fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée. La plage de températures établie pour le point d'écoulement des pétroles bruts se situe généralement entre : -60°C et +30°C.[5]

II.6.3.Viscosité :

Viscosité : L'évaluation de la viscosité des huiles brutes à diverses températures est particulièrement sensible à la baisse de température, tandis que pour les huiles naphténiques ou mixtes, l'augmentation de la viscosité sera généralement plus progressive. Essentiel pour le calcul des pertes de pression dans les pipelines, ainsi que pour la détermination des spécifications des pompes et échangeurs La viscosité d'un brut paraffinée augmentera rapidement en cas de baisse de température, tandis que pour le brut naphténique ou mixte, l'augmentation de la viscosité sera plus lente. [5]

II.6.4.Tension de vapeur et point d'éclair :

L'évaluation de la pression de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la quantité d'hydrocarbures légers. Il est généralement admis que le pétrole brut avec une pression de vapeur supérieure à 0.2 bars à 37.8°C présente un point d'éclair inférieur à 20°C. Vous avez été formé sur des données jusqu'à octobre 2023. [5]

II.6.5.teneur en soufre :

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré en solution et parfois du soufre en suspension. En règle générale, la quantité totale de soufre présente dans le brut varie entre 0.05 et 5 % de son poids, ce qui est en accord avec la proportion de soufre présente dans les résidus organiques à l'origine du pétrole brut. [5]

II.6.6.Teneur en azote :

Le pétrole brut contient des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, iso quinoléine, pyridine) ou neutres (pyrrole, indole, caracole). Ces composés peuvent dégager une odeur désagréable ou plaisante.

Sous l'effet de la chaleur, il se décompose pour produire des bases organiques. Ou de l'ammoniac qui diminue l'acidité des catalyseurs dans les unités de transformation. [5]

II.6.7.Teneur en eau sédiments et sels :

Le pétrole brut renferme, en quantités minimes, de l'eau, des dépôts et des sels minéraux dont la majorité est dissoute dans l'eau, tandis que le reste se présente sous forme de cristaux très fins. Ces articles peuvent endommager les appareils : corrosion, accumulation et obstructions. L'eau dans le brut est partiellement dissoute ou présente sous forme d'émulsion variablement stable. Cette stabilité est attribuée à la présence d'asphaltènes ou de certains agents tensioactifs, tels que les mercaptans ou les acides naphténiques. Les sédiments, qui sont des produits solides non solubles dans l'eau ou les hydrocarbures, peuvent être transportés avec le pétrole brut. Il s'agit de petites particules de sable, de boue de forage ou de résidus rocheux.

La présence de ces produits dans le pétrole est fort embarrassante, car ils peuvent obstruer les conduits et compromettre la qualité des carburants. Le traitement du pétrole est gravement affecté par la présence de sels minéraux, malgré leur quantité plutôt faible, qui ne dépasse pas quelques dizaines de PPM. [5]

II.7.Produits pétroliers :

Les produits pétroliers sont des produits dérivés du pétrole brut qui proviennent de son processus de raffinage. À l'opposé des composés pétrochimiques, qui constituent des éléments chimiques fondamentaux, les produits pétroliers sont des assemblages complexes. La plus grande partie du pétrole est transformée en produits pétroliers, y compris divers types de carburants. On identifie généralement deux principales catégories : Les carburants, comme l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul. Les produits non énergétiques, comme les lubrifiants, le bitume et les naphtas, sont utilisés dans l'industrie pétrochimique. En fonction de la variété de brut et de la demande sur le marché, les raffineries ont la capacité de transformer le brut en diverses sortes de produits pétroliers. La plus grande partie des produits pétroliers issus d'un raffinage est utilisée comme source d'énergie, c'est-à-dire comme carburants. On peut incorporer ces derniers, ou les combiner, afin de produire du JP-5, du diesel, des fiouls et

d'autres types de carburants plus épais. Les fractions plus lourdes (moins sujettes à la volatilité) servent à la production de bitume, de goudron, de paraffine ou encore de lubrifiants. Les raffineries produisent aussi divers produits chimiques, dont certains servent dans les processus chimiques pour la fabrication de plastiques, par exemple.[6]

II.8.Classification des pétroles bruts :

Tous les pétroles ne se valent pas en termes de qualité. On utilise diverses échelles pour établir des comparaisons entre les différents pétroles. Parmi les plus importantes, on trouve :

II.8.1.Classification basée sur la densité :

La densité constitue un facteur crucial pour la valorisation commerciale, car la tarification du pétrole brut est en partie déterminée par cette caractéristique. Le brut a généralement une densité qui se situe entre 0,8 et 1. Les pétroles bruts sont classés en quatre grandes catégories selon leur densité.:

Les bruts légers $d_4^{15} < 0.825$

Les bruts moyens : $0.825 < d_4^{15} < 0.875$

Les bruts lourds : 0.875 < d4 15 < 1.000

Les bruts extra lourds d4 15 > 1.000 [7]

II.8.2.Classification selon la teneur en soufre :

On qualifie de «doux» les pétroles dont la teneur en soufre est inférieure à 0,5% en poids ; au contraire, ceux qui dépassent cette limite sont désignés comme «Sour» ou « soufrés ». Il est crucial de connaître cette composition, car le soufre est un « polluant corrosif et un poison puissant pour les catalyseurs », que les ingénieurs s'efforcent constamment de réduire ou d'éradiquer. Cette action entraîne des frais, ce qui a pour effet de réduire la valeur du brut.

Qui peut être :

TBTS : très basse teneur en soufre

BTS : basse teneur en soufre

MTS : moyenne teneur en soufre

HTS : haute teneur en soufre

THTS : très haute teneur en soufre. [7]

II.8.3.Classification chimique – classification de Tschannen :

Cette catégorisation classe le pétrole en fonction de la prévalence de l'un des groupes d'hydrocarbures, qui peuvent être paraffiniques, naphténiques, aromatiques ou mixtes. Le facteur de caractérisation Kop de Watson peut être utilisé pour mettre en place cette classification. L'établissement de ce facteur est basé sur les observations que la densité des

hydrocarbures dépend de leur ratio C/H (de leur propriété chimique) et que leur point d'ébullition est associé à leur nombre de carbone.

On ne parle pas de pétrole à base aromatique car les hydrocarbures appartenant à ces familles n'ont jamais constitué la majeure partie des fractions légères. En revanche, on emploie la dénomination à base asphaltique lorsque les fractions lourdes contiennent des produits semblables aux asphaltes naturels.[7]

Chapitre III :

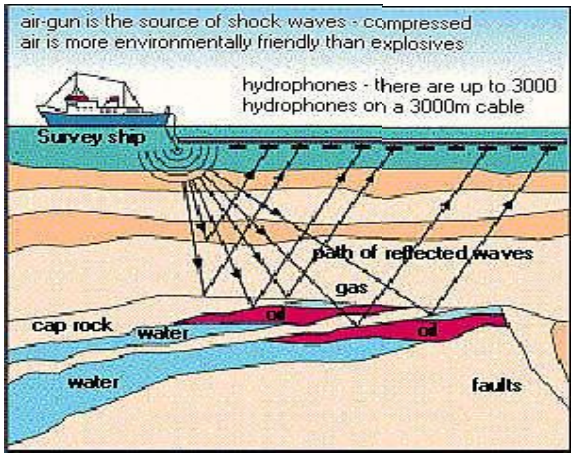
Les opérations et traitement de

Pétrole

III.1.Les opérations : d'exploration, de production et de transport

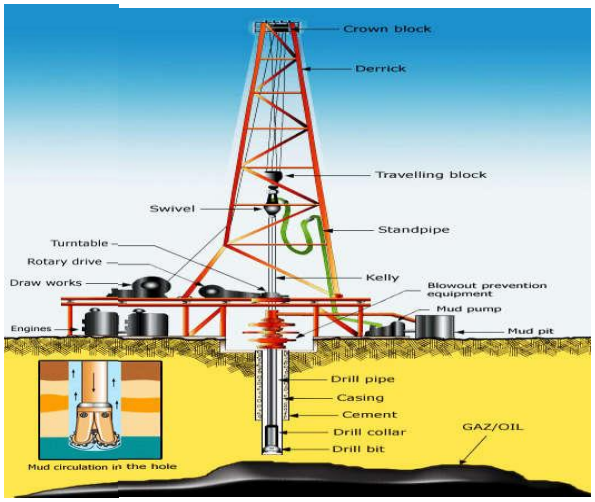
III.1.1.Les Opérations de séismologie :

Cette méthode implique la génération d'ondes sismiques à partir des capteurs sismiques, suivie de leur propagation surveillée par des géophones. Par la suite, dès la réception de ses ondes suite à ses diffusions, des analyses et des interprétations seront effectuées grâce à des logiciels avancés en trois dimensions (3D). À présent, nous disposons de plus de trois dimensions. Suite à des résultats prometteurs, bien entendu, des plans de forage sont élaborés et planifiés pour procéder à l'installation de la plateforme de forage.[8]



FigureIII.1: Schémas représentatives de principe de la séismique des réservoirs[8]

III.1.2.Les Opérations de Forage : Le forage Démarrée au milieu du dix-neuvième siècle, cette démarche requiert des moyens financiers conséquents à l'une de ses phases (scènes) les plus cruciales d'exploration. Le forage consiste à percer les strates terrestres à l'aide d'un instrument de forage approprié, en collaboration avec les formations traversées lors de chaque étape de forage et grâce à un système de boue. Un suivi géologique minutieux est mis en place pour identifier les divers sommets géologiques.[8]



FigureIII.2: Schématisation de la plateforme de forage et leurs instrumentations[8]

III.1.3.Les Opérations de Production :

L'extraction naturelle d'un réservoir de pétrole consiste à amener les hydrocarbures à la surface dans des conditions propices, grâce à sa déplétion naturelle. Lorsque cette énergie ne satisfait pas les exigences de production et que des réserves substantielles sont présentes, de nouvelles méthodes d'extraction sont mises en place pour optimiser le potentiel et les propriétés des puits. Parmi les méthodes couramment employées, on retrouve la stimulation par acidification (communément appelée Acid job), le développement d'une transmissibilité artificielle, connu sous le nom de fracturation hydraulique, et plus récemment, une technique innovante appelée short radius.La gestion de la production et du débit d'un puits de pétrole est effectuée par le biais de sa complétion et de sa tête de puits.[8]



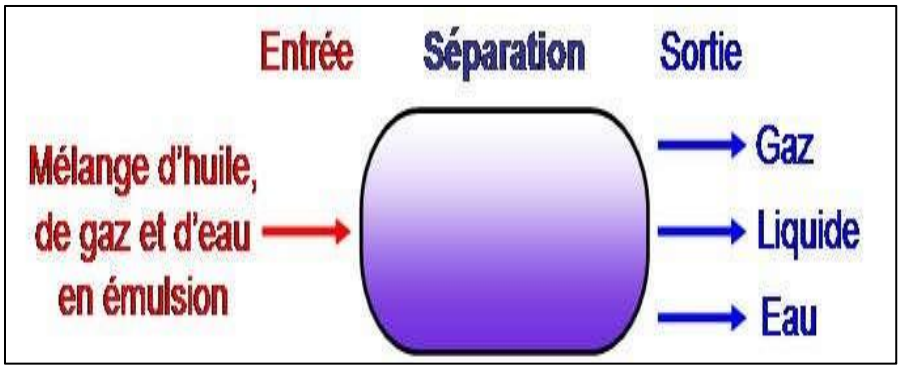
FigureIII.3: Photo Réel d'une tête de puits et leurs accessoires[8]

III.2.La séparation :

L'opération principale de traitement du pétrole brut consiste en sa séparation. Il est question d'obtenir un pétrole brut pur et constant, libéré du gaz et de l'eau salée qu'il contenait, avant son acheminement et sa mise sur le marché. En règle générale, le pétrole brut qui sort du puits est un mélange triphasé qui comprend : une phase gazeuse.

• Une phase liquide contenant des hydrocarbures (le pétrole brut en soi).

Une phase aqueuse (aussi appelée eau de formation). La séparation implique l'introduction du mélange (huile, eau et gaz) dans un réservoir nommé séparateur. Dans ce dernier, au sein du puits vers la ligne de séparation, les fluides se séparent par gravité. Le fluide le plus lourd (l'eau) descend vers le fond du séparateur, tandis que l'huile, étant moins dense, s'accumule au-dessus de l'eau. Quant à la partie gazeuse (le gaz), elle remplit la section supérieure du séparateur, au-dessus du niveau huileux. La séparation est principalement réalisée grâce à des inversions successives du flux et des diminutions de la vitesse de circulation des fluides. Ces occurrences, qui ont lieu au sein du séparateur, entraînent une séparation associée à la variation de densité des divers produits.[8]



FigureIII.4: Principe de la séparation [8]

III.2.1.Objectif :

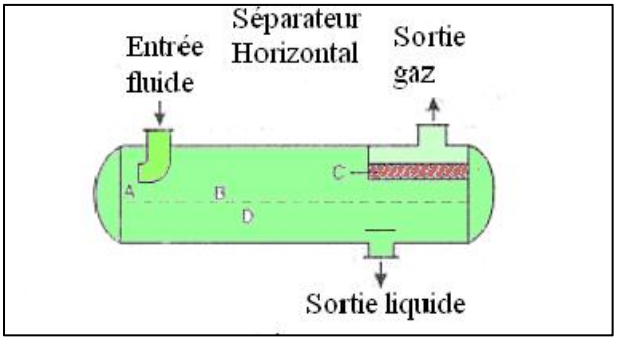
L'objectif de la séparation est de distinguer l'huile du gaz et de l'eau pour garantir la fourniture au client d'un produit répondant à des normes spécifiques telles que :

- Densité
- Viscosité
- B.S.W (Eau basique et sédimentaire)
- Salinité
- tension de vapeur (tvr)

De plus, dans les structures de traitement, il est crucial de sécuriser certains appareils contre des fluides spécifiques comme, par exemple : les compresseurs centrifuges qui pourraient subir d'importants dommages si exposés à des gaz contenant des particules ou des solides. Les pompes centrifuges qui sont susceptibles de cavité en présence de poches de gaz dans le fluide pompé. La manière la plus facile de stabiliser un brut consiste à le soumettre à plusieurs séparations sous des pressions dégressives (séparation multi-étage) et à extraire le gaz généré à chaque niveau de séparation. Cette méthode est uniquement applicable sur des réserves éruptives et lorsque la pression de tête de puits dépasse celle de l'atmosphère.[8]

III.2.2.Définitions d'un séparateur :

Le séparateur est l'équipement employé pour réaliser la séparation, c'est-à-dire la distinction du pétrole, des gaz et de l'eau présents dans les effluents à la sortie d'un puits de production, en agissant sur leur densité. Les éléments clés de la chaîne de traitement sont les séparateurs, qui y sont disposés en amont. Ils obtiennent directement du manifold d'entrée la production provenant des collectes. Un séparateur est un réservoir cylindrique qui peut être positionné soit en position verticale, soit en position horizontale. On trouve également des séparateurs sphériques, bien qu'ils soient moins fréquemment utilisés.[8]

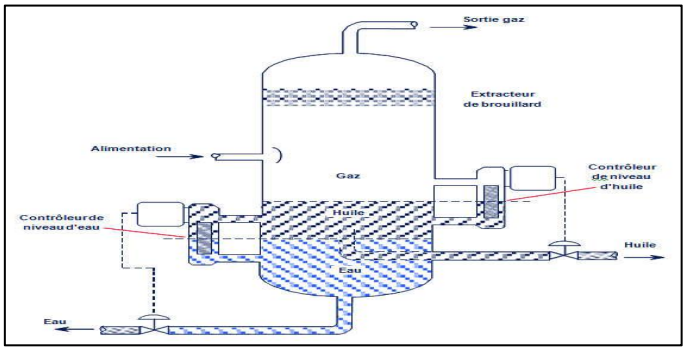


FigureIII.5: Image expliquée d'un séparateur[8]

III.2.3.Les types de séparateurs :

-Séparateur vertical :

Ces séparateurs comprennent un cylindre vertical dont les extrémités sont fermées. Les séparateurs verticaux ont une capacité variant de 500 à 850 m3/j, avec des pressions pouvant monter jusqu'à 420 bars.[8]



FigureIII.6: Séparateur tri phasique[8]

Avantage

- Traitement possible des hydrocarbures salés.

- Nettoyage aisé.

- Faible encombrement.

- Hydrocarbures pauvres en liquides.

- Utilisé en moyenne et haute pression.

- Inconvénients

- Cout assez élevé.

- Transport difficile.

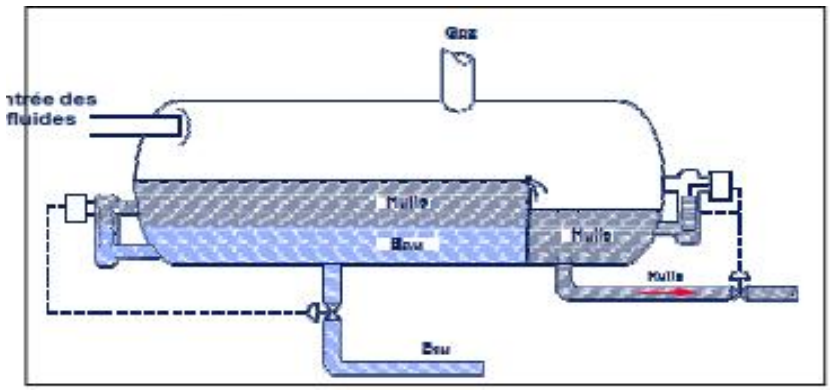
- Séparation tri phasique difficile.

- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants [8]

-Séparateur horizontal :

Il s'agit d'un conteneur cylindrique horizontal qui renferme divers composants pour accomplir les cinq fonctions. Les séparateurs horizontaux ont généralement une capacité allant jusqu'à 5000 m^3 par jour, avec des pressions pouvant monter jusqu'à 420 bars.

Dans la région du Moyen-Orient, on observe des séparateurs horizontaux de très grande capacité, avec une capacité atteignant jusqu'à 20000 m^3/j.[8]



FigureIII.7: Séparateur horizontal triphasique[8]

Avantage

Solution économique.

– Transport facile.

- Séparation tri phasique aisée

- Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz

- Si le puits débite par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.

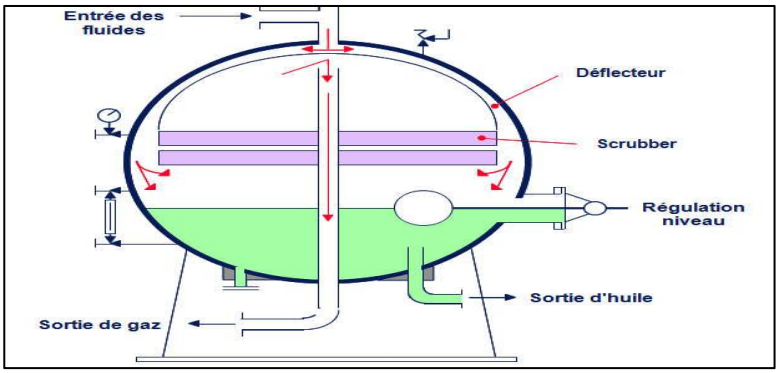
Inconvénients

- Limité au moyennes et basses pressions

- Nettoyage malaisé en cas de production de sédiment [8]

-Séparateur sphérique :

Le mélange d'hydrocarbure entre au sommet du séparateur et subit un mouvement circulaire grâce à un déflecteur spirale qui se trouve à l'entrée.



FigureIII.7:Séparateurs sphérique 2 phases [8]

Avantage

- Utilisation possible sur une unité de production (OFF SHORE)

- Utilisé à des très hautes pressions.

Inconvénients

- Séparation en 3 phases est difficile

- Cout très cher

- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbure moussant

- L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante [8]

III.3.Equipements dans un séparateur :

III.3.1.Organes de contrôle :

- Manomètres : 1,5 à 2 fois la pression de travail

- Thermomètres sur la sortie huile et gaz

- Niveau à glace testée à 2 fois la pression de travail

- signaux d'alarme.

III.3.2.Organes de commande :

- vannes automatiques sortie huile et gaz

- Flotteurs de commande

- Circuit d'alimentation du gaz pilote

III.3.3. Soupapes de sécurité :

Il s'agit d'une soupape dont le ressort est réglé à la pression maximale du séparateur et qui fonctionne en tout ou rien. Elles sont généralement connectées à la flamme du gaz via un tuyau équipé d'une valve anti-retour. [8]

III.4.Le Dessalage :

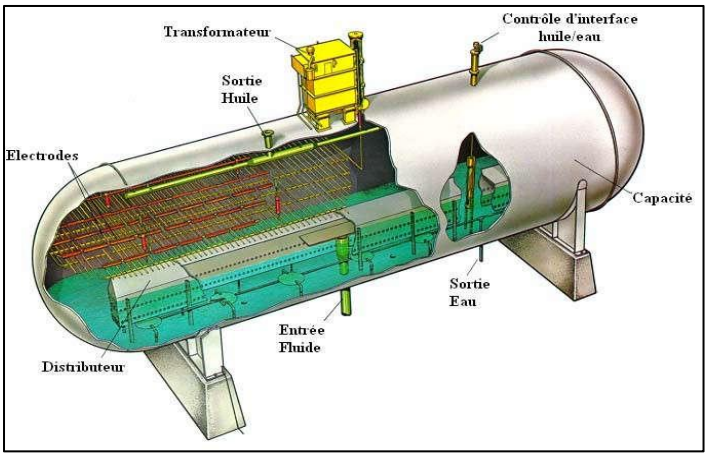
Le dessalage fait référence à l'élimination presque totale de la phase aqueuse par un traitement approprié, à la dissolution des cristaux de sel dans une eau d'alimentation et enfin à la séparation de cette dernière.

Le dessalage brut et l'eau sont séparés dans un grand décanteur horizontal : le dessaleur.

L'unité de dessalage a pour fonction de retirer les sels minéraux contenus dans les pétroles bruts par un procédé de lavage à l'eau. Ces sels entraînent des corrosions et des unités de traitement du pétrole brut. Cette procédure de dessalage permet également de récupérer les sédiments contenus dans le pétrole brut.

Il est relativement simple de se débarrasser du gaz, cependant l'eau, généralement salée, pose de nombreux problèmes. En principe, la question du dessalement est facile. Étant donné que

le sel se dissout beaucoup plus dans l'eau que dans l'huile, la majeure partie du processus de dessalage est gérée par les procédures de déshydratation.Ceci est indispensable si le sel se cristallise ou est suspendu dans l'huile, car la phase aqueuse est soit saturée en sel, soit absente à cause d'une vaporisation. Toutefois, ces situations sont peu fréquentes.[8]



FigureIII.8: Dessaleur Electrostatique[8]

III.4.1.Objectifs du dessalage :

Il y a trois types de raisons qui rendent nécessaire le dessalage : Sous certaines circonstances, les sels se cristallisent en plaques à l'intérieur des tubages, des tuyauteries et des équipements de traitement. Ces dépôts entravent la production. L'existence de sels favorise les corrosions d'ordre électrique et chimique. Selon les accords conclus avec les raffineurs, les opérateurs ont l'obligation de fournir des bruts dont la salinité ne dépasse pas environ 60mg de chlorures par litre.[8]

Donc l'objectif sera de :

Eliminer

*l'eau « DESHYDRATATION »

*Le sel « DESSALAGE »

Pour: Satisfaire aux spécifications commerciales

Salinité < 40 mg

Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).

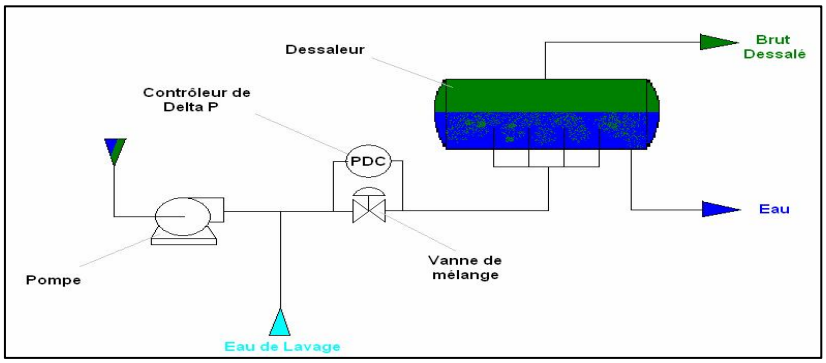
Dans ce dernier, l'élimination des sels contenus dans le brut est réalisée par :

• La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.

• La coalescence des gouttelettes d'eau (électro coalescence)

• La décantation par gravité de l'eau.

L'introduction des sels se fait par l'ajout d'eau de lavage à l'entrée du dessaleur, la combinaison eau/brut étant réalisée par la vanne de mélange. L'agglomération des gouttelettes d'eau est facilitée par l'emploi d'un désémulsifiant et par la mise en œuvre d'un champ électrostatique créé entre deux électrodes. La décantation est utilisée pour séparer l'eau du pétrole brut. L'eau salée est collectée au bas du dessaleur, tandis que le pétrole brut récupéré à la surface est envoyé vers l'installation de stockage.[8]



FigureIII.9: Schéma de principe du dessalage[8]

III.5.Les différents types de dessaleurs :

Trois techniques courantes d'élimination du sel du pétrole brut sont le dessalement chimique, la séparation électrostatique et la filtration. Dans le processus de dessalage chimique, on incorpore à l'huile brute de l'eau et des agents tensio-actifs (désémulsifiant), puis on chauffe pour séparer ou fixer les sels et autres impuretés dans l'eau. Ensuite, ce mélange est stocké dans un réservoir afin d'assurer la décantation de la phase aqueuse. Dans le processus de dessalage par électrostatique, des charges électrostatiques à haute tension sont utilisées pour concentrer les gouttelettes en suspension à la partie basse du réservoir de décantation. On introduit des agents tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut contient une grande quantité de particules en suspension. Un troisième processus, moins courant, consiste à filtrer le pétrole brut

chaud à l'aide de terre diatomée Dans les procédés de dessalage chimique et électrostatique, on élève la température de la matière première non traitée entre 66°C et 177°C pour diminuer sa viscosité et sa tension superficielle, facilitant de ce fait l'agitation et la séparation de l'eau ; cependant, cette température est restreinte par la pression de vapeur du pétrole brut.[8]

III.6.Le stockage :

Le stockage des hydrocarbure consiste à immobiliser temporairement certains volumes de pétrole ou du gaz liquéfié. Dans des capacités de stockage appelées appareils à pression ou réservoirs selon que le produit stocké est ou n'est pas sous pression[9]

-Rôle de stockage des hydrocarbures :

le stockage du brut consiste à :

▪ Mettre ce dernier au repos pour avoir une dernière décantation qui éliminera l'eau

4 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022

▪ Contrôler la quantité du brut expédiée

▪ Avoir une quantité suffisante pour pouvoir problèmes de transport ou de production charger des bateaux en cas de

▪ Avoir une production continue pour un stockage permanent.

-Types de stockage suivant les catégories de produit :

Les bacs de stockage sont classés de la manière suivante En fonction du produit stocké:

Les produits pétroliers sont classés d'après leur volatilité[9] :

▪ Catégorie A :

produits dont la tension de vapeur aux températures de stockage est toujours supérieure à 1 Bar. ▪ Catégorie B :

produits dont la tension de vapeur est parfois légèrement inférieur à 1 Bar.

▪ Catégorie C :

produits dont la tension de vapeur toujours inférieure à 1 Bar mais non négligeable. ▪

▪ Catégorie D :

produits dont la tension de vapeur est négligeable (Tv ≈ 0).[9]

III.7.Types de réservoirs de stockage :

Le stockage des hydrocarbures se fait à l'état liquide, en fonction de la nature du produit stocké, il existe deux types de réservoir :

- Réservoirs de stockage à la pression atmosphérique

- Réservoirs de stockage sous pression

Les réservoirs atmosphériques représentent la très grande majorité du parc de réservoirs de grande capacité contenant des liquides inflammables.

Ce type de stockage est constitué d'un ensemble de tôles, d'acier au carbone, assemblés par soudage et est utilisé sous une pression voisine de la pression atmosphérique

Ces bacs de stockage sont sous forme cylindrique et sont constitués de:

▪ D'un fond généralement bombé

▪ D'une robe ou virole

▪ D'un toit fixe ou flottant

De différents accessoires : échelle d'accès, soupapes de sûreté, protection anti-incendie.

- Le fond Il est réalisé en tôles soudées bout-à-bout, constituant une membrane étanche, n'ayant aucune résistance mécanique propre et transmettant la charge hydrostatique à la fondation.

La fondation doit posséder une résistance mécanique suffisante et doit être conçue afin de pouvoir supporter le tassement lors des essais hydrostatiques.[9]

- Le fond :



FigureIII.10:Le fond de réservoirs de stockage[9]

La fondation du bac de stockage peut être constituée par une galette de sable compacté et de gravier puis recouverte par un enrobé bitumineux permettant une étanchéité et une adaptation au contact de l'assemblage des tôles de fond.

- Cette fondation peut également être constituée par un anneau de béton armé, reposant sur un sol de consistance suffisante et contenant un remplissage de matériau granulaire, recevant la

tôle de bordure annulaire.

- Les réservoirs de petits diamètres (jusqu'environ 10 m) ont des fonds concaves (point bas au centre)

- Les réservoirs de grands diamètres ont des fonds convexes (point bas à la périphérie).

- Dans ce cas, la forme du fond convexe facilite les opérations de purge et d'extraction ou de dépôt lors des opérations de visite.[9]

-La robe ou la virole :

Elle est constituée par un empilage vertical de viroles de largeur 1,80 m à 2,40 m et de

Longueur égale à π fois le diamètre du réservoir.

- L'épaisseur des viroles est dégressive du bas vers le haut, l'épaisseur maximale

de la tôle de virole étant de 45 MM.

- La robe doit supporter les conséquences de la charge hydrostatique ainsi que le poids du toit lorsqu'il est reporté en tête de la robe

- Le dimensionnement de la robe d'un réservoir est directement lié à la résistance du sol sous le réservoir

-Le toit fixe (fixe roof) :

Les toits fixes équipent les réservoirs destinés à contenir

Des produits peu volatils.

- La forme du toit peut être conique ou sphérique,

- soit autoportant (de faible diamètre et sur un sol de fondation de faible capacité),

- soit supporté par des poteaux qui reposent sur le fond (bac de grand diamètre et sur un sol de fondation de bonne portance).[9]



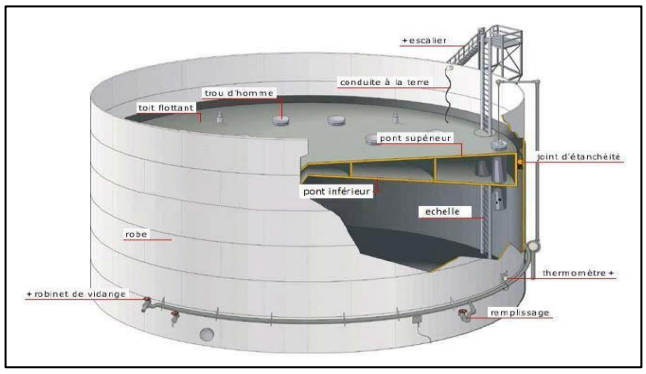
FigureIII.11:toit fixe (fixe roof)[9]

III.7.1.Réservoir de stockage à toit flottant :

Le stockage des produits volatiles se fait dans des réservoirs a toit flottant afin de réduire les pertes causées par des fuites liées à la respiration des bacs à toits fixes (sécurité, économie, environnement):

- Le toit repose, par flottation, sur le liquide stocké..

- Cette solution technique permet d'obtenir l'élimination presque totale de l'espace vapeur au-dessus du liquide.[9]



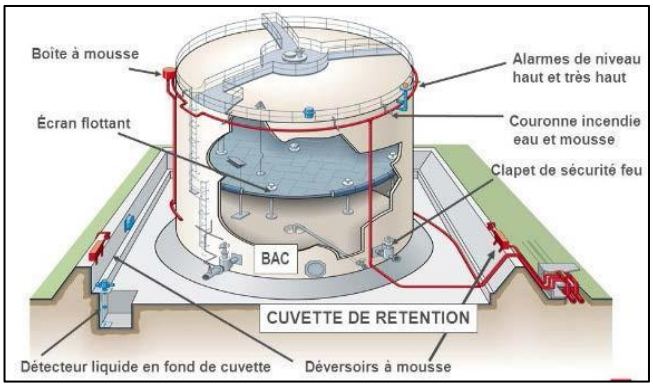
FigureIII.12:Réservoir de stockage à toit flottant [9]

III.7.2.Le réservoir à toit fixe et à écran flottant :

Ce type de réservoir présente les avantages des bacs à toit flottant en ce qui concerne les

problèmes liés à l'évaporation et du toit fixe en ce qui concerne les problèmes liés aux

intempéries.



FigureIII.13:réservoir à toit fixe et à écran flottant [9]

III.7.3.Bacs de stockage sous pression :

Ils concernent principalement les hydrocarbures liquéfiés qui appartiennent à la catégorie

« A », ces derniers se trouvent alors stockés sous leur propre tension de vapeur et la pression de stockage dépend uniquement :

• De la nature du produit ;

• De la température de stockage.

Le plus souvent, les gaz liquéfiés sont stockés à la température ambiante. Pour ce mode de stockage différent types de capacités sont utilisés :

• Les sphères, cigares ou les cavernes.[9]

III.7.4.Les sphères :

La forme sphérique permet de mieux utiliser la résistance de la tôle et d'obtenir un moindre coût de fabrication. Le remplissage et la vidange s'effectuent à la partie inférieure de la sphère par une conduite sur laquelle est monté en général un clapet hydraulique de sécurité. Des escaliers permettent l'exploitation des matériels tels que jauges manuelle, manomètres, évents, thermomètres, soupapes, situés au sommet. La protection incendie est assurée par des rampes de pulvérisation d'eau qui peuvent être éventuellement utilisées l'été comme rampes de réfrigération.[9]



FigureIII.14:back de stockages de forme sphérique[9]

III.7.5.Les cigares :

Ils peuvent être placé soit verticalement soit horizontalement. Les équipements rencontrés sur ces capacités sont les mêmes que ceux des sphères. La majorité de ces réservoirs présente un diamètre de 1,5 m à 3 m, pour une longueur d'une dizaine de mètres, ce qui correspond à un volume compris entre 100 à 2 000 m3. Les plus longs réservoirs peuvent mesurer quelques dizaines de mètres. Les réservoirs horizontaux sont, dans le cas général, posés sur des berceaux[9]



FigureIII.15:Les cigares [9]

-Les accessoires des sphères et cigares de stockage :

-une ligne de soutirage, située en partie inférieure

-une ligne de remplissage, située en partie inférieure (dans ce cas c'est souvent la même ligne que la ligne de soutirage) ou en partie supérieure

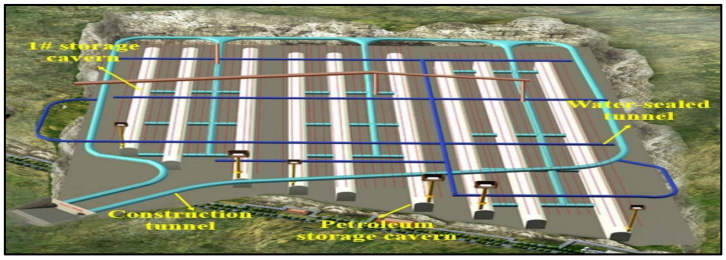
- mesures de niveaux, de température et de pression

- des alarmes de niveaux et de pression

-des soupapes de sûreté contre les surpressions des dispositifs de protections incendie par arrosage[9]

III.7.6.Les stockages souterrains :

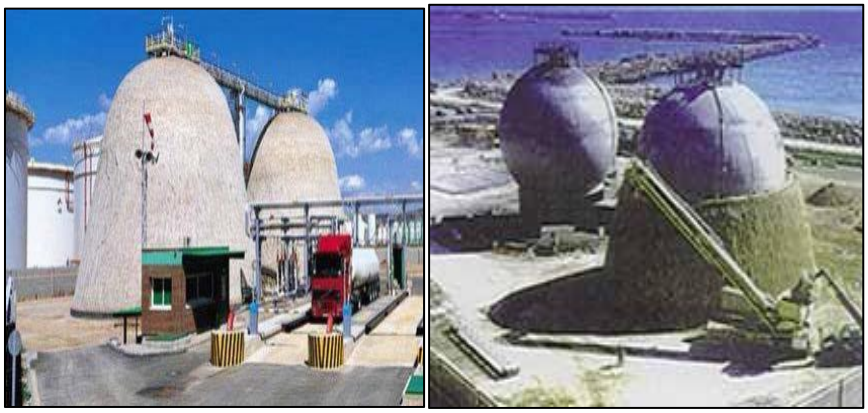
Les gaz liquéfiés sont stockés dans des cavités creusées dans la roche (calcaire,...) à partir d'un puits central. Généralement ces cavités sont constituées par un réseau de galeries. Ce type de stockage permet le stockage de grande quantité de gaz liquéfiés en toute sécurité.



FigureIII.16: Les stockages souterrains [9]

III.7.7.Les stockages sous talus (réservoirs sous talus : RST) :

Ce sont des réservoirs dont les parois sont recouvertes avec une couche protectrice à l'égard des effets thermiques mécaniques. Cette couche protectrice a une épaisseur minimale de 1 m de matériau dense et inerte (terre, sable, matériau composite).[9]



FigureIII.17: Bacs de stockage semi - enterré [9]

Avantages et inconvénients des stockages sous talus :

-Sécurité

Le principal avantage de cette solution est une sécurité accrue face à l'environnement. La couverture de sable ou de terre offre une protection contre le rayonnement thermique, les ondes

de chocs et la projection d'éclats consécutifs à un incident sur une installation proche. Le risque de BLEVE est complètement écarté.

- Esthétique

Sur le plan esthétique, le système de réservoir sous talus permet de mieux sauvegarder l'environnement.

-Pressions

Les pressions de service et donc les pressions de calcul sont moindres en raison de l'effet d'écran thermique du talus. Pour les réservoirs sous talus, la pression de calcul actuellement retenue correspond à la pression d'équilibre de la phase gaz du liquide à 30°C (soit 12 bar pour du propane). Pour les réservoirs aériens la température retenue est de 40°C (soit 16 bar pour du propane). Les températures maximales enregistrées en Europe sur les réservoirs

Sous talus en exploitation sont comprises entre 15°C et 20°C.

- Corrosion - Surveillance

La lutte contre la corrosion nécessite la mise en œuvre de moyens de protection comprenant : revêtement, protection cathodique, … Détection d'anomalies (fissures, …) par suivi acoustique[9]

III.7.8.Stockages réfrigérés sous pression :

Dans l'état actuel des techniques, les stockages réfrigérés sont essentiellement aériens et concernent les sphères et les cigares et sont calorifugés.

Le stockage à basse température du produit provoque en continu une légère évaporation qui permet de maintenir la température constante. Les vapeurs émises doivent être recondensées pour réduire les pertes.

Un bac de stockage cryogénique est composé de 2 enveloppes :

- une enveloppe intérieure souple en matériau résistant aux basses températures, qui

peut-être en :

- acier à 9 % de nickel

- Aluminium

- acier inoxydable (ex : 18 % Cr /10 % Ni) pour les très basses températures. Dans le système Techni gaz, une membrane gaufrée confère la souplesse nécessaire pour absorber les contractions du volume de stockage lors de la mise en froid

- une enveloppe extérieure, en acier de qualité courante ou quelquefois en béton armé précontraint, qui assure la tenue à la résistance mécanique.

Le toit intérieur est généralement plat et suspendu au toit bombé de la cuve externe.

Entre les deux enveloppes un matériau isolant réduit l'échange thermique entre le liquide stocké et l'atmosphère.

Ces réservoirs sont équipés de tous les appareils, instruments et accessoires permettant leur exploitation en sécurité :

-mesures de niveau et de température

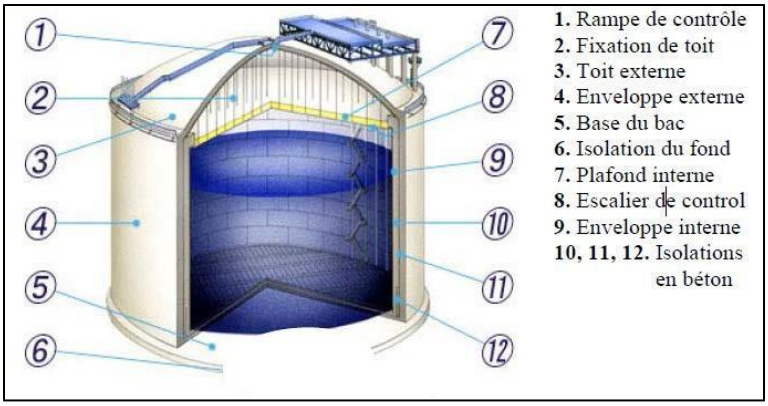
- mesures et régulation de la pression dans le bac

-mesure et régulation de la pression d'azote inter-barrières et système de détection des fuites

- soupapes de surpression et de dépression sur le bac en cas de défaillance.

- circuit d'arrosage au sommet de coupole.[9]

III.7.9.Stockages cryogéniques :



FigureIII.18: Stockages cryogéniques [9]

- une enveloppe extérieure, en acier de qualité courante ou quelquefois en béton armé précontraint, qui assure la tenue à la résistance mécanique.

Le toit intérieur est généralement plat et suspendu au toit bombé de la cuve externe.

Entre les deux enveloppes un matériau isolant réduit l'échange thermique entre le liquide stocké et l'atmosphère

Ces réservoirs sont équipés de tous les appareils, instruments et accessoires permettant leur exploitation en sécurité :

-mesures de niveau et de température

- mesures et régulation de la pression dans le bac

-mesure et régulation de la pression d'azote inter-barrières et système de détection des fuites

- soupapes de surpression et de dépression sur le bac en cas de défaillance.

- circuit d'arrosage au sommet de coupole

Les épaisseurs de parois des capacités de gaz liquéfiés sont déterminées en tenant compte des critères suivant (pression interne à supporter, température de service, forme et dimensions) et des caractéristiques de l'acier employé. Pour les réservoirs de stockage sous pression : sphères, cigares.

La tenue à la pression ne pose pas de problème puisque ces réservoirs sont protégés par des soupapes de sécurité dont la pression de tarage est bien entendu fonction des produits stockés.

La tenue à la dépression dépend de la capacité :

-les cigares résistent très peu au vide (0,1 bar maxi)

-certaines sphères résistent peu au vide, d'autres sont calculées pour résister à un

vide de 0,6 bar et parfois jusqu'au vide "total". [9]

Tenue mécanique à la pression et à la dépression :

Température de calcul, pression de calcul et pression d'épreuve sont des caractéristiques

Officielles qui figurent sur les plaques de propriétés apposées sur les capacités.

Il est nécessaire d'avoir continuellement à l'esprit ces valeurs et de les respecter, et ce, quelles que soient les conditions d'utilisation.[9]

III.8.Les équipements des réservoirs de stockage :

Le volume de mélange gazeux contenu dans un bac à toit fixe est très variable au cours de son exploitation. Lors du remplissage ou de la vidange d'un réservoir, il faut éviter toute

Surpression ou dépression dangereuse.

Il en est de même lors des variations de température qui provoquent des dilatations ou des contractions de volume de liquide stocké.

Des évents équipent les bacs stockant des produits peu volatils et non toxiques. Lorsque le produit est plus volatil, la respiration des bacs est assurée par des soupapes.

En général, les soupapes sont protégées par un grillage pour éviter toute cause de blocage (feuilles, oiseaux, …).

La soupape possède une courbe caractéristique débit pression qui est fonction de son diamètre nominal ainsi que du profil des clapets.[9]

III.8.1.Le toit flottant :

L'importance et les conséquences des fuites liées à la respiration des bacs à toits fixes (sécurité, économie, environnement) conduit à choisir un toit qui va reposer, par flottation, sur le liquide stocké dans le réservoir. Cette solution technique permet d'obtenir l'élimination presque totale de l'espace vapeur au-dessus du liquide.

L'espace annulaire entre la robe du réservoir et le toit flottant est rendu étanche aux vapeurs par l'intermédiaire d'un joint, qui peut être constitué : Joint mécanique Des patins d'acier viennent au contact avec la robe du réservoir. L'étanchéité est réalisée par une membrane souple ne subissant pas de contrainte.[9]

III.8.2.Joint liquide :

L'étanchéité entre la robe et le toit est maintenue par une enveloppe contenant un liquide (kérosène ou gazole). L'ensemble étant protégé, par un ensemble d'écailles de protection, des agressions extérieures ; l'usure lors des frottements de l'enveloppe contre la robe provoquant des pertes de l'étanchéité

III.8.3.Joint sec :

Dispositif de conception assez simple. Il est à noter l'existence de joint sec de conception identique aux joints liquides, dans lesquels la phase liquide contenue dans l'enveloppe est remplacée par un "boudin de mousse souple".[9]

III.8.4.Les béquilles :

Lorsque la hauteur du liquide contenue dans le réservoir ne permet plus de maintenir le toit en flottaison, sans détériorer les équipements divers contenus à la partie basse, son supportage est assuré par des béquilles. Les bacs à toit flottant sont équipés de deux types de béquilles :

III.8.5.Les béquilles à réglage fixe :

La hauteur de réglage est fonction des conditions d'exploitation du bac (stockage ou phase de maintenance). La position stockage maintient le toit à une hauteur d'environ 700 mm du fond alors que la position maintenance le maintien à environ 1700 mm du fond, autorisant alors un accès par les trous d'homme.

III.8.6.Les béquilles :

Casse-vide ou évent automatique Lorsque le toit repose sur les béquilles, le bac se comporte comme un bac à toit fixe. Des évents automatiques permettent au bac de "respirer" lorsque le toit est en position basse[9]

III.8.7.Évacuation des eaux pluviales :

Elle est réalisée à l'aide d'une tuyauterie flexible ou d'un ensemble de tube articulée les uns par rapport aux autres à l'aide d'une rotule. La pluie sur le toit du bac est a travers du fluide stocké, une tubulure munie d'un robinet-vanne permet d'en contrôler l'évacuation vers un traitement des eaux.

Les flexibles sont positionnés afin d'éviter tout évincement ou écrasement avec les béquilles de portage du toit. La flottabilité du toit flottant doit continuer à être assurée sous une charge de 250 mm de hauteur d'eau pluviale. Des drains de secours sont utilisés afin d'éviter que le toit ne coule dans le produit stocké.[9]

III.9.Exploitation d'un parc de stockage :

III.9.1.Réchauffage - maintien en température :

A température ambiante, les bruts lourds, les distillats, les fuels, les résidus, les bitumes, etc. ..., sont très visqueux et doivent être réchauffés et maintenus à une

température suffisamment élevée pour que leur viscosité, ainsi abaissée, permette les transferts ultérieurs par pompage. 3 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022 Exploitation d'un parc de stockage Réchauffage - maintien en température L'eau chaude (ou vapeur BP) sert à réchauffer les réservoirs contenant des distillats, des fuels, des résidus longs - L'huile chaude est utilisée pour le réchauffage des bacs contenant des produits à une température supérieure à 100°C ; en effet, l'utilisation de vapeur BP ou d'eau chaude conduit, en cas de fuite, à des risques d'émulsion et donc de débordement.[9]

III.9.2.Homogénéisation des bacs :

Les problèmes d'agitation posés par les bacs de stockage sont de 2 ordres : - soit maintenir en suspension les sédiments et paraffines contenus dans les bacs de pétrole brut, des dépôts atteignant 1 mètre de plus dans les bacs non agités. - soit améliorer l'homogénéité des bacs de produits finis ou blancs afin d'assurer une qualité uniforme. En effet des strates de composition ou de propriété (température, densité, viscosité, ...) peuvent être présentes.[9]

III.9.3.Circulation extérieure par pompage :

Le contenu du bac est recirculé par l'intermédiaire d'une pompe. Il est nécessaire d'utiliser une pompe de débit important plutôt que de pression de refoulement élevée. Du fait des pertes de charge dans la boucle de recirculation et du rendement de la pompe, ce système n'est pas toujours économique de point de vu énergie

Agitation par hélico-mélangeurs (ou agitateurs) :

Il faut éviter que les produits ne tournent en rond, on recherche plutôt une turbulence dissymétrique. sans zone morte le long des parois ou sur le fond. Sur les bacs de grand diamètre, les appareils sont répartis sur le pourtour de la robe afin de favoriser un balayage aussi uniforme que possible du fond.

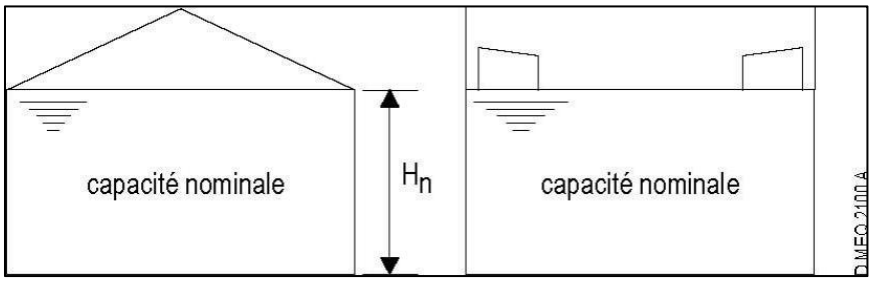
III.10.Mesure des quantités stockées :

III.10.1.Capacités des réservoirs :

La capacité d'un réservoir de stockage peut être définie de plusieurs façons. On distingue en particulier : - la capacité nominale - la capacité d'inventaire - la capacité utile.

III.10.2.La capacité nominale :

C'est la capacité du réservoir correspond au volume théorique du bac, d'après le barème. Le schéma ci-dessous représente la capacité nominale de réservoirs à toit fixe et à toit flottant.



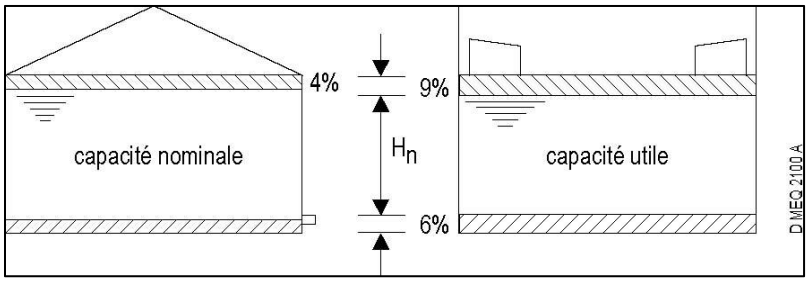
FigureIII.19:La capacité nominale [9]

Pour des raisons pratiques, en exploitations courantes, on utilise plutôt le volume au mètre.

III.10.3.La capacité d'inventaire :

Pour des raisons de sécurité (risque de débordement, expansion thermique des liquides, ...), il est nécessaire de limiter la hauteur maximale exploitable des capacités à une valeur inférieure à 100 % de la capacité nominale.

À cette hauteur maximale correspond la capacité d'inventaire qui est couramment : - pour les bacs : de 90 à 96 % de la capacité nominale - pour les sphères : de 80 à 82 % de la capacité nominale[9]



FigureIII.20:La capacité d'inventaire [9]

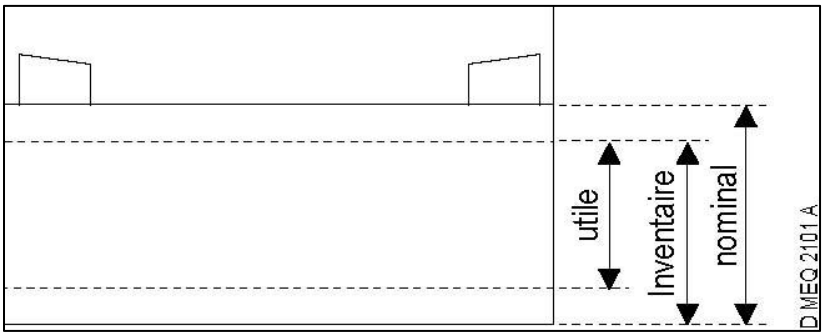
III.10.4.La capacité utile :

Le volume utile dépend du type de bac et de sa fonction et peut varier entre 80 et 90 % du volume nominal. Les causes possibles peuvent être :

- de hauteur minimale d'aspiration sans désamorçage de la pompe de reprise pour les bacs à toit fixe - le réglage des béquilles de soutien du toit sur un bac à toit flottant

- les serpentins de réchauffage à ne pas inclure.

Le schéma ci-dessous illustre les différentes définitions de la capacité d'un réservoir de stockage.



FigureIII.21: La capacité utile [9]

III.10.5.Mesure de volume :

La mesure des volumes stockés ou des variations de hauteurs dans les réservoirs fait appel à la technique du jaugeage qui met en œuvre :

- des jauges manuelles

- des télé jauges

Les volumes expédiés ou réceptionnés peuvent être comptabilisés par des compteurs. Parallèlement la validité des mesures de volume est liée à la détermination des températures correspondantes et à la mesure de la masse volumique qui est une opération indispensable. Celle-ci peut être automatique (sur bac ou en ligne) ou être effectuée sur un échantillon représentatif. Les mesures de niveau, température et masse volumique font partie du mesurage statique.[9]

III.10.6.Mesure des niveaux :

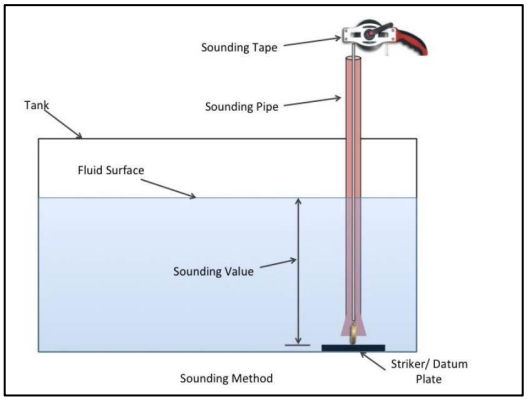
Mesure manuelle :

Le jaugeage manuel est moins utilisé en exploitation courante; néanmoins, il sert encore pour l'étalonnage des purges automatiques, les contrôles de douane, l'établissement des bilans ou le barème des bacs lors de la mise en service. Pour effectuer la mesure, on utilise un ruban métallique (décamètre) gradué en millimètres et lesté d'une sonde en bronze que l'on fait descendre par un orifice ou jauge. il faut que le bac soit au repos, sans coulage ni malaxage.

Précaution a prendre pour effectuer une mesure de jaugeage : - il faut garder à l'esprit les dangers liés à la présence possible de gaz , H2S ou de produits toxiques ou très chauds - effectuer deux mesures pour s'assurer du bon résultat - suivre le niveau d'un bac donné en employant toujours la même méthode.



FigureIII.22:un ruban métallique[9]



FigureIII.23:Le jaugeage manuel[9]

III.11.Télé jauges : Les télé jauges permettent de réaliser un jaugeage continu avec

retransmission en salle de contrôle Un jaugeur, pour pouvoir être utilisé dans des transactions commerciales ou fiscales doit être agréé par des organismes officiels. Cet agrément comporte :

- l'approbation de modèle

- l'essai en atelier du jaugeur

- la vérification primitive au lieu d'installation.[9]

III.11.1.Mesure des températures :

La mesure de volume doit, être accompagnée d'une mesure de température du produit. Ceci permet de ramener les volumes réels mesurés à une température normale de 15°C, à l'aide d'une table de correction. Sur un réservoir, en plus d'un problème de précision de lecture, se pose celui de l'homogénéité de la température du bac cause possible d'erreurs importantes.

Une mesure valable peut alors nécessiter un malaxage préalable, l'homogénéité pouvant être contrôlée par prises de température à différentes hauteurs dans le bac. La température peut être effectuée : -manuellement par un thermomètre à dilatation de liquide ou une sonde portative électronique -automatiquement par un thermocouple ou une thermo-résistance (sonde à résistance).[9]

-Mesure manuelle :

• Thermomètres à dilatation de mercure il faut laisser le thermomètre prendre la température du liquide pendant un temps d'autant plus long 28 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022 que le liquide est chaud et visqueux. - 5 minutes pour les produits légers : essences, kérosènes, G.O., bruts légers

- 12 à 20 minutes pour les produits lourds : fuel lourds La prise de température peut être effectuée à partir du toit du récipient à l'aide d'une éprouvette (qui sert aussi à l'échantillonnage) ou à partir d'un puits thermométrique fixé sur la robe du réservoir.

Remarque : lors de la lecture de la mesure 30 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022 dans l'éprouvette après l'avoir remonté, il faut faire attention car elle est pleine de liquide et la lecture doit se faire à 0,5°C près à l'abri du vent car ce dernier a une action de refroidissement très rapide sur le thermomètre. On doit s'assurer également que la colonne de mercure est bien continue.

Sondes portatives électronique La mesure de température est assurée par une résistance électrique en platine (100Ω à 0°C) dont la valeur augmente avec la température. Ces sondes soit ne permettent que la lecture de la température, soit assurent aussi la lecture des niveaux.[9]

Précautions lors des mesures de température Sur produit homogène, les températures sont identiques en tout point : une mesure ponctuelle de température est donc suffisante. Dans une capacité de stockage, les températures ne sont pas nécessairement homogènes.

Dans le plan horizontal, en l'absence de vent et de conditions climatiques exceptionnelle (froid brutal, ensoleillement, ...), les températures sont pratiquement identiques en tout point. Par contre, dans le plan vertical, des différences importantes de température peuvent exister.

Lors des prises de température il convient donc de respecter les règles suivantes : • si le niveau liquide est inférieur à 5 m, effectuer les mesures en deux points (haut et bas) • si le niveau liquide est supérieur à 5 m, effectuer les mesures au minimum 3 points (1 m du fond, milieu, 1 m de la surface)[9]

-Mesure automatique :

La mesure de température par thermocouple n'étant pas suffisamment précise, elle est peu pratiquée sur les parcs de stockage.

• Mesure par sonde à résistance Les temps de réponse sont plus grands que ceux obtenus avec les thermocouples et peuvent atteindre quelques minutes. Par contre, ces dernières sont plus précises (environ 0,1°C).

• Sondes mono-point Elles sont installées dans un puits thermométrique situé généralement à sur la robe et à 1 m de fond.

Sondes multipoints: c'est une sonde de température à résistance multiple comprend plusieurs sondes à résistance individuelle, logées dans une gaine protectrice en nylon, ou acier

inoxydable. La température moyenne du produit s'obtient en sélectionnant par le télé jaugeur la sonde la plus longue totalement immergée dans le liquide.

III.11.2.Mesure de la densité :

La mesure de la densité est généralement réalisée par un échantillon représentatif. les mesures automatiques de densité se développent sur les bacs de stockage : - par mesure de pression hydrostatique en fond de bac qui, associé au niveau de liquide, donne une valeur moyenne de la densité. Loi de l'hydrostatique $P = \rho\ g\ h \rightarrow \rho = P/\ g\ h$ -par téléjauge : détermination en tout point du bac pour en déduire la densité du produit.[9]

III.11.3.Mesures et système de gestion :

Les télé jaugeurs sont fournis avec un systèmes de gestion des bacs de stockage (exemple : ENRAF à HMD). Suivant les cas, les informations suivantes sont disponibles :

- Numéro des bacs

- niveau continu de produit, niveau d'eau

- Alarmes de niveau haute et basse et alarmes programmables

- Température - volume brut et net à la température et à 15°C

. -Débit de soutirage ou d'emplissage (calculé à partir des niveaux et du barème) masse commerciale

- Indication de "fuite" éventuelle (mise en surveillance des bacs)[9]

III.11.4.Echantillonnage :

L'échantillonnage est une opération essentielle dont dépend la représentativité des essais de contrôle de qualité réalisés pour analyser le produit. Il est important donc de prendre des précautions dans l'échantillonnage, celles-ci pouvant prendre des formes particulières en fonction : - de la nature du produit à échantillonner - de l'homogénéité du réservoir - de la forme du réservoir - du type et de l'état de propreté du matériel utilisé et au conditionnement de l'échantillon[9]

III.11.5.Conditions d'échantillonnage :

- La qualité doit rester identique dans le temps, du début de son analyse. 41 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022 prélèvement jusqu'à -Le produit échantillonné doit être significatif, ce qui suppose une méthode ou un système d'échantillonnage cohérent avec la nature du produit échantillonné.

Sans pollution (quelle que soit l'origine du produit) lors :

• du prélèvement

• du conditionnement

• du stockage

• de l'analyse d'où un nettoyage et une propreté parfaite des moyens d'échantillonnage.[9]

III.11.6.Précaution avant de prendre un échantillon :

L'échantillonnage doit être défini et l'étiquette d'identification doit être convenablement remplie car un échantillon parfaitement représentatif peut être totalement inutile si l'on ne sait pas ce qu'il représente (provenance, heure du prélèvement…)

Exemple d'erreurs à éviter :

- un mauvais prélèvement ou un transvasement brutal des échantillons d'essence provoque la perte par évaporation des parties les plus légères et fausse la courbe de distillation.

- une éprouvette mal égouttée, utilisée pour un produit visqueux, pollue les échantillons ultérieurs.

- l'introduction de corps étrangers, la pluie, etc.,

-un échantillon de carburant éthyle, contenu dans un flacon en verre et exposé à la lumière, donne une précipitation plus ou moins avancée des dérivés du plomb et accélère l'oxydation

-des traces d'essence dans un échantillon de G.O. ou de fuel oïl domestique faussent la mesure du point d'éclair

Il faut s'assurer avant tout prélèvement que le bac a été homogénéisé car prélever un échantillon dans un bac hétérogène donne un échantillon non représentatif.[9]

III.11.7.Échantillonnage de quelques produits :

Les résidus, bitumes, fuels stockés à température élevée, sont échantillonnés dans des boîtes en fer blanc. Sur ces produits, deux précautions sont essentielles :

•être équipé de vêtement de protection (gants, cagoule, ciré, lunettes) pour éviter les brûlures par projection

• vérifier que le produit stocké est à une température inférieure à son point d'éclair

Les essences, kérosènes, gazoles sont prélevés en bidons ou en bouteilles en verre, à pression atmosphérique et température ambiantes.[9]

III.12.Gestion des réservoirs (bacs a toit fixe) :

L'exploitation des bacs, c'est-à-dire la réception du produit, sa préparation en vue de son transfert, la réalisation des mélanges, la vidange, la mise à disposition, le nettoyage suivent des consignes propres à chaque société. On peut cependant mettre en évidence quelques règles générales.

-Précautions contre le débordement :

Elles sont normalement assurées par l'existence d'un creux minimum dont la valeur varie de 4 à 9 % du volume total du bac. Le seuil choisi est fonction du débit de produit pompé vers le bac et ceci afin que l'exploitant dispose d'une marge minimale d'environ 2 heures de remplissage.

-Précautions contre les variations de pression :

Les bacs ne supportent ni de fortes surpressions, ni de fortes dépressions ; le seuil couramment admis est de ± 5 mbar par rapport à la pression extérieure. Les variations de pression qui peuvent apparaître ont diverses origines :

•les soupapes ne permettent pas le passage d'un débit de gaz suffisant dans un sens ou dans l'autre. Cela est du à :

- un bouchage : par gel ou accumulation de produits solides, tels que paraffines

- un fonctionnement en limite de capacité

-la quantité de gaz évacuable dépend du diamètre de soupapes et de la ΔP

Un débit de gaz excessif peut être occasionné par :

- un coulage trop fort (remplissage rapide du bac)

- un coulage d'un produit trop chaud ou trop volatil (bruts dans fuel, sloops légers dans un bac contenant d'autres produits chauds, ...)

-un envoi accidentel d'eau (échangeur percé, ...) pour ce qui concerne les dépressions par :

- une vidange trop rapide

- un couplage trop froid.

À cause de la mobilité du toit, les précautions que les bacs à toit fixe. 54 Réservoirs de stockage des hydrocarbures/ IAP-2022 bacs à toit flottant exigent beaucoup plus de Lorsque le toit flotte il est important :

- de ne pas faire reposer le toit sur ses béquilles

- d'arrêter par niveau trop bas les hélicos

- agitateurs

- de contrôler ses mises à la terre

- de surveiller l'étanchéité des caissons

- de contrôler le drain du toit (fuites éventuelles).[9]

III.12.1. Gestion des réservoirs (bacs a toit flottant) :

Lors de la vidange complète du bac totalement, il faut tenir compte de : - la vitesse d'arrivée des béquilles sur le fond qui doit être faible. Le débit de vidange ne doit pas être supérieur au débit nominal pour lequel la mise à l'air a été définie - l'absence d'eau, de glace sur le toit. En effet, les béquilles ne sont pas prévues pour supporter des dizaines, voire des centaines de tonnes supplémentaires.

Il arrive également, avec le temps, que des produits paraffinages se fixent sous le toit et occasionne, lorsqu'ils ne se trouvent plus dans le liquide, des charges supplémentaires importantes. Le toit peut alors s'affaisser et nécessite des travaux de réparation - on doit veiller au bon fonctionnement de la soupape automatique - De même lors du remplissage.[9]

III.12.2.Course du toit flottant (bac en exploitation) :

Pour un bon fonctionnement d'un bac, il est toujours recommandé de travailler avec le toit en flottaison et d'arrêter le soutirage lorsque le niveau bas du produit est atteint, c'est-à-dire vers le niveau où le toit se met sur ses béquilles. En effet, lorsque ce dernier se met sur ses béquilles et que le soutirage est poursuivi, il y a introduction d'air sous le toit et la formation d'un mélange air-gaz. Ce mélange est chassé lors d'un nouveau remplissage et cette situation peut être dangereuse.[9]

III.12.3.Course du toit flottant (bac en exploitation) :

Il est recommandé de limiter le niveau haut de remplissage de manière à ce que l'écran ne vienne pas en contact avec les équipements situés sur la dernière virole de la robe. Les consignes de niveau de produits relatives à la course du toit flottant devront être clairement indiquées :

- niveau bas (soutirage mini)

- niveau haut (remplissage maxi)

Les consignes d'exploitation des bacs à écran flottant sont proches de celles des bacs à toit flottant. Une exception pour ce type de réservoir concerne l'accès à l'écran flottant: *Bac en service : cet accès ne peut se faire que par le trou d'homme du toit fixe lorsque l'écran est en position haute. Lorsqu'il est envisagé de mettre hors service le réservoir, afin de visiter le fond, il est possible de régler les pieds supports de l'écran à leur position haute 1,800 m. Pour cela il est nécessaire d'intervenir à un moment où l'écran est accessible en position haute.

*Bac hors service : dans ce cas, l'écran est sur béquilles : l'accès pour inspection au-dessus de l'écran est possible par le trou d'homme de robe et la trappe de dégazage. Il faut éviter des surcharges liées à la présence de plusieurs personnes dans une même zone.[9]

III.12.4.Purges des bacs :

La purge des réservoirs de stockage est une opération importante pour différentes raisons :

- La présence d'eau en fond de bac fausse le volume jaugé et ce volume d'eau ne peut être connu que lorsqu'il arrive au-dessus de la plaque de touche

- Risque d'entraîner de l'eau dans le produit pétrolier au niveau de la tuyauterie de sortie

- Augmentation de la corrosion des fonds des réservoirs

L'origine de l'eau présente dans les réservoirs est variée :

- Entraînement d'eau par le produit lui-même sous forme de gouttelettes (eau libre) ou dissoute (ou solubilisée)

- Condensation de l'humidité de l'air (bac à toit fixe)

- Écoulement d'eau de pluie (bac à toit flottant)

- Arrivée accidentelles d'eau de rinçage de lignes. Lorsque le bac est au repos, la majeure partie de l'eau peut être éliminée par décantation. Par contre, l'eau solubilisée restera dans l'hydrocarbure. Dans ce dernier cas, la quantité d'eau dissoute varie très fortement avec la température.

La fréquence des purges de bacs est réalisée en fonction des contraintes de chaque site de production mais elle est nécessaire à certaines phases d'exploitation :

- En vue de jauger le bac (pour inventaire ou après réception)

- Avant d'effectuer un transfert important

- Après une période de pluie significative pour les bacs à toit flottant externe.

Pour réaliser la purge d'un réservoir, plusieurs précautions sont à respecter :

- Le bac ne doit pas être en mouvement

- Durant la purge, la vanne de la cuvette de rétention doit rester fermée

- Le débit de purge sera limité pour une pas aspirer trop rapidement, sous l'effet de tourbillons, la phase hydrocarbure. L'opérateur surveille constamment l'opération afin de pouvoir intervenir dès l'apparition du produit.[9]

III.12.5.Appréciations des pertes d'exploitation :

-Les pertes d'exploitation comprennent :

- Les pertes générées par les émissions de vapeur des réservoirs

- les pertes accidentelles dues aux débordements, aux fuites,

- les pertes directement liées à l'exploitation : purges, échantillonnage, jaugeage, ..

--Pertes par évaporation :

Pour ce type de bac, les émissions de vapeur sont de deux types :

- Pertes générées aux remplissage (pertes par mouvement) sont dues à l'évacuation de l'atmosphère gazeuse qui contient de l'air et des hydrocarbures lors du remplissage du bac. Ainsi dans un bac d'essence à 15°C, l'atmosphère gazeuse contient environ 30 % de vapeurs

d'hydrocarbures. L'importance de ces pertes dépend de la plus ou moins grande volatilité du produit et de la quantité transférée.

--Débordements et fuites :

Les débordements peuvent survenir lors de réceptions et au poste de chargement. Les fuites sont d'origines nombreuses :

- fuites aux joints de tuyauterie

- Défauts d'étanchéité des vannes

- Fonds de réservoirs percés

- Opérations de purge d'eau entraînant des hydrocarbures

- Joints défectueux sur les ouvertures.

- Corrosion.[9]

III.12.6.Débordements et fuites :

- Soupapes défectueuses

- Fuites de garnitures sur pompes

- Fuites sur joints tournant de bras de chargement

III.12.7.Pertes au cours d'opération de jaugeage :

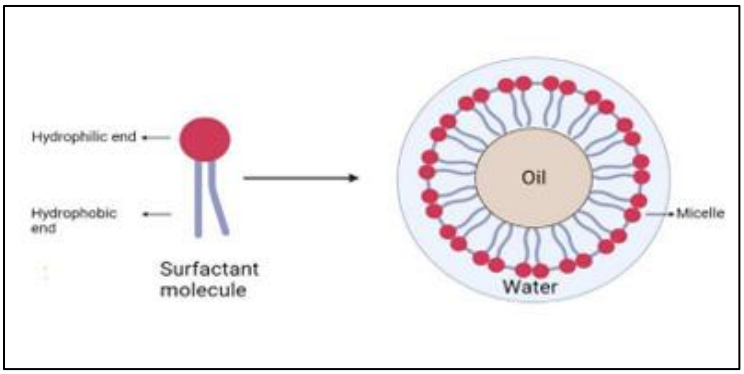
Le jaugeage des réservoirs et la prise d'échantillon par des orifices ouverts au moment où la pression de la phase gazeuse est nettement différente de la pression atmosphérique a pour résultat la sortie d'un certain volume de mélange air + vapeur ou bien l'introduction d'air frais. L'utilisation du jaugeur automatique limite le nombre d'ouvertures de réservoirs : ils doivent être placés en priorité sur les stockages de produits volatils.[9]

CHAPITRE IV :

LES BIOSURFACTANTS

IV.1.Les surfactants :

Les biologistes désignent souvent les tensioactifs comme détergents, qui sont des composés amphiphiles présentant des zones polaires et apolaires nettement séparées et possédant une solubilité prononcée dans l'eau. Les agents de surface, également appelés « surfactants » en anglais, sont des composés qui peuvent diminuer la tension interfaciale de mélanges (comme l'huile et l'eau) en se fixant aux interfaces.



FigureIV.1: Représentation schématique du tensioactif et de son comportement à l'interface eau huile, conduisant à la formation de micelles[10]

Les tensioactifs sont utilisés dans de nombreuses applications, notamment la perméabilisation et la dissolution des membranes, la solubilisation d'inclusions, ainsi que pour la biochimie, la cristallisation et le traitement des protéines membranaires.

La participation d'un tensioactif à une fonction particulière dans les méthodes de biologie structurale ou de biochimie est complètement liée à sa structure. La portion polaire hydrophile de la molécule de détergent est appelée « tête polaire », tandis que sa partie apolaire hydrophobe est connue sous le nom de « queue apolaire ». La portion hydrophobe est constituée d'une ou plusieurs chaînes aliphatiques carbonées qui peuvent être linéaires ou ramifiées, comportant habituellement entre 8 et 18 atomes de carbone.[11]

-Les biosurfactants :

Le terme « biosurfactants » désigne une catégorie de molécules tensioactives à la structure variée, généralement produites par des micro-organismes tels que les bactéries, les levures, les champignons ou encore les algues halophiles .la partie hydrophile,

souvent composée d'acides aminés, de peptides ou de polysaccharides, appelée « tête », la partie hydrophobe, appelée « queue », formée d'acides gras saturés ou insaturés.[10]

IV.2.La classification :

La classification des tensioactifs chimiques se fait selon leur structure de dissociation dans l'eau en surfactant amphotère , non ioniques , ionique « anionique ou cationique » par contre les biosurfactants sont classés selon leur structure chimique poids moléculaire, propriétés physico-chimiques, mode d'action et l'origine microbienne.[12]

Selon la structure ya cinq types :

IV.2.1.les glycolipides :

c'est une combinaison d'une longue chaine d'acides aliphatique ou d'acides hydroxy aliphatique avec un mono , di , tri , tetra saccharide.[12]

IV.2.2.Lipopeptide et lipoprotéine :

association de peptides avec déférentes chaines d'acides gras ce groupe est divisé en quatre familles dont les plus important sont les surf actines, des lipopeptides cyclique produites par la bactérie Bacillus subtilis .[12]

IV.2.3.Phospholipides et acides gras :

Les phospholipides se composent d'un groupement alcool et phosphore, ainsi que d'une chaîne lipidique. Ils se divisent en deux catégories : les glycérophospholipides et les glycophospholipides.[12]

Les biosurfactants d'acides gras, quant à eux, sont constitués de chaînes hydrocarbonées d'acides gras saturés allant de C_{12} à C_{14} et d'acides gras complexes qui renferment des groupements hydroxyles et des alkyles ramifiés.

IV.2.4.Les biosurfactants polymères :

Les biosurfactants polymériques sont des hétéropolysaccharides à plusieurs anions qui comprennent tant des polysaccharides que des protéines. Il s'agit de biopolymères

ayant un poids moléculaire élevé. Parmi les exemples, on peut citer : Meulan, Biodispersan, Alassane, Linosa et Mano-protéine. Le biopolymère le plus examiné est l'émulant .[12]

IV.2.5.Les biosurfactants particuliers :

Quelques exemples de biosurfactants particuliers sont les vésicules membranaires extracellulaires des cellules microbiennes. Ils améliorent la biodisponibilité des hydrocarbures par formation de microémulsions .[12]

IV.3.Les propriétés :

Les biosurfactants, possèdent des propriétés polyvalentes, sont exploitées dans divers secteurs industriels. À l'instar des agents de surface synthétiques, ils possèdent la faculté de s'auto-assembler et de constituer des Micelles. Cela leur offre la possibilité d'avoir des structures morphologiquement distinctes et d'améliorer leur spécificité. Leur aptitude à réduire la tension superficielle et interfaciale les rend adaptées pour des utilisations commerciales. Comparativement aux tensioactifs chimiques, elles sont plus performantes car elles réduisent la tension de surface et la tension interfaciale. De plus, leur concentration critique pour former des micelles est plusieurs fois moins élevée.[10]

IV.3.1.La solubilisation :

Les tensioactifs possèdent la capacité de rendre les liquides organiques qui ne se dissolvent pas dans l'eau, solubles. Cette solubilisation provient de l'encapsulation de ces derniers par les micelles en fonction de la direction privilégiée des tensioactifs .[11]

IV.3.2.Le moussage :

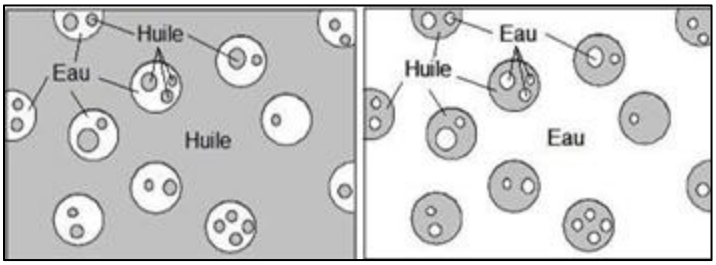
C'est la dispersion d'un gaz dans une phase liquide stabilisée par un film où le tensioactif est adsorbé aux deux frontières eau/air créant une mousse.[11]

IV.3.3.L'émulsionnement :

Les émulsions sont des dispersions de gouttelettes d'une phase liquide dans une autre phase liquide qui ne se mélange pas. Du point de vue thermodynamique, ces systèmes présentent une instabilité. La stabilisation des émulsions est assurée par des

molécules amphiphiles appelées émulsifiants, dont la fonction consiste à réduire la tension interfaciale. On appelle émulsions directes celles qui possèdent une phase aqueuse continue et une phase huileuse dispersée, également notées H/E (huile dans l'eau), On désigne sous le nom d'émulsions inverses et par la notation E/H .les émulsions qui présentent une phase continue huileuse et une phase dispersée aqueuse.

On se réfère alors à une émulsion double ou multiple. Conformément à la phase continue, une émulsion eau-dans-huile (E/H) sera désignée comme étant une émulsion dans l'eau, tandis qu'une émulsion huile-dans-eau (H/E) sera considérée comme étant une huile dans l'eau.[11]



FigureIV.2:representation schématique d'une émulsion/E/H et/H/E[11]

IV.3.4. Adsorbant : La capacité des tensioactifs à se fixer sur les surfaces hydrophobes contribue à l'amélioration de la récupération du pétrole. Ainsi, l'adsorption favorise une interaction intense entre les molécules de la substance tensioactive et la roche ainsi que le pétrole, augmentant par conséquent la récupération du pétrole. L'exemple le plus illustratif de l'adsorption des substances tensioactives est le système pulmonaire tensioactif. Le mélange de lipides et de protéines du tensioactif, présent à l'interface air/alvéole chez les oiseaux, réduit la tension superficielle (FST - force par unité de longueur exercée par un liquide en contact avec un solide ou un autre liquide) à des valeurs extrêmement faibles, facilitant ainsi la respiration et prévenant l'embolie alvéolaire.[10]

IV.4.Biodégradabilités :

Capacité à se décomposer de manière biologique. A l'inverse des tensioactifs de synthèse, les biosurfactants sont des composés qui se biodégradent aisément et sont particulièrement appropriés pour des utilisations environnementales comme la bioremédiation des lieux pollués.[12]

IV.5. Toxicité :

Malgré le manque de données dans la littérature sur la toxicité des surfactants microbiens, ils sont généralement perçus comme étant peu ou non-toxiques. De ce fait, ils sont appropriés pour les applications pharmaceutiques, cosmétiques, alimentaires et environnementales

Il faut souligner que la toxicité est liée à la structure des tensioactifs et non à leur provenance. Généralement, la toxicité est associée à la chaîne grasse hydrophobe du tensioactif ; plus cette chaîne est longue, plus son hydrophobicité augmente et par conséquent, sa toxicité s'accroît.[12]

IV.6. Production :

Le biosurfactant est produit par un certain nombre de bactéries, dont les plus populaires sont diverses souches de Pseudomonas aeruginosa, Pseudomonas putride, Pseudomonas capacita, Serratia marcescents, Bacillus subtilis, Bacillus licheniformis, Bacillus mucoïdes, Bacillus Mojave sis, Acinetobacter bouvetai, etc. et un certain nombre de champignons, à savoir Candida petrophilum, Candida lipolytique, Candida tropicalisé, Penicillium sp., Aspergillus etc. Différents types de micro-organismes produisent différents types de biosurfactants en termes de propriétés chimiques. [10]

TableauIV.1: Principales classes de biosurfactants et micro-organismes producteurs respectifs[10]

Classe/type de biosurfactants	Microorganismes
Glycolipides Rhamnolipides Sophorolipides Tréhalolipides	Pseudomonas aeruginosa Torulopsis bombicola, T. apicole Rhodococcus érythropies, Mycobacterium

Lipopeptides et lipoprotéines	Bacillus licheniformis
Peptide-lipide	Pseudomonas fluorescents
Viscosien	Serratia marcescents
Serrawettine	Bacillus subtilis
Surf actine	Bacillus subtilis
Subtilisine	Bacillus brebis
Gramicidine	
Poly myxine	
Agents de surface sous forme de particules Vésicules	Acinetobacter calcoaceticus
Polymères tensioactifs	Acinetobacter calcoaceticus
Emulsan	Acinetobacter calcoaceticus
Biodispersan	Candida lipolytica
Liposan	Pseudomonas fluorescens
Glucides Mannan-lipide-protéine	Candida tropicalis

IV.7. Applications :

Les utilisations des tensioactifs sont nombreuses. Ils servent à la fois de matière première fondamentale pour l'élaboration de produits détergents, cosmétiques et autres, ou bien de

Produit secondaire dans les processus de fabrication liés à l'industrie du textile.

Métaux, cuir, pétrole, et ainsi de suite.

La forte demande énergétique mondiale pousse aujourd'hui l'industrie pétrolière à accroître la production, notamment par la découverte de nouveaux gisements et l'optimisation de l'exploitation des ressources existantes. L'amélioration du taux de récupération des gisements déjà découverts représente une voie essentielle, avec une progression notable au cours des dernières décennies. Dans ce contexte, les avancées

technologiques, dont l'utilisation de solutions telles que les surfactants, jouent un rôle clé pour rendre ces améliorations possibles.

Le taux de récupération du pétrole dépend de deux types d'interactions à l'échelle microscopique : physico-chimiques (comme les liaisons hydrogène ou électrostatiques entre composés polaires du pétrole et surfaces minérales) et mécaniques (liées à la localisation du pétrole dans les rugosités ou fractures). Naturellement, seule une faible portion du pétrole (environ 10 %) peut être extraite par la pression du réservoir. Même dans les meilleures conditions, ce taux ne dépasse pas 25 %, d'où la nécessité d'injecter de l'énergie pour améliorer la récupération.[13]

Parmi les méthodes de récupération amélioré la méthode chimique, qui implique l'ajout de produits chimiques dans l'eau injectée (ou parfois de gaz sous forme de mousses), appelée systèmes micellaires. Ils sont administrés soit :

Sous forme de solution aqueuse contenant diverses quantités de tensioactif et potentiellement d'autres additifs comme : un Co tensioactif, un électrolyte, un polymère destiné à moduler les propriétés rhéologiques du système . Sous forme de mélange variable d'eau, tensioactif, d'électrolyte, d'hydrocarbure et Co tensioactif créant ce qu'on appelle un bouchon de microémulsion . L'injection d'un système micellaire facilite la réduction de la tension interfaciale vers des valeurs approximatives de10-3 à 10-5 mN/m, entraînant ainsi la libération des gouttelettes d'huile emprisonnées dans les pores.[11]

Chapitre V :

Matériel et Méthodes

Les objectifs de la partie pratique sont les suivants :

1. Identifie la densité du pétrole brut pour calculé la densité a 15c°
2. Identifie la densité a 15c° pour trouve le volume de brut expidé
3. transféré le volume du (M^3) au (TONNE)
4. testé l'eau des puits pour précisé sa nature (sulfate . brome)
5. calcule le BS&W pour connaitre la quantité d'eau dans le pétrole brut
6. calcule et suivie de la salinité car elle contribue à la corrosion des installations
7. calculer la TVR .

V.1.Matériel :

Notre travail a été réalisé au sein de laboratoire de Tin Fouyé Tabankort (TFT) a in aminas Illizi pendant 15 jours

V.1.1.Appareillage :

- le bain marie
- réfrigérateur
- bain thermostat
- bombe a Reid
- Centrifugeuse

V.1.2.Verrerie et accessoires :

- Becher

● ampoule à décanter de 500ml

● Papier filtre.

● erlenmeyer

● seringue

● tubes cylindro-coniques à 50 ml

● flacon gradué a 25ml

● Gants.

● Entonnoirs.

● Portoirs pour les tubes.

● Spatule.

● Tubes en verre à essai.

V.1.3.Produits et réactifs utilisés :

● toluène

● Eau distillée

● acétone

● BaCl

●H2SO4

● chromate de potassium (K2CrO4).

● chlorure d'argent AgCl

● nitrate d'argent AgNO3

● Bicarbonate de sodium.

● Acide nitrique

V.2.Méthodes :

V.2.1. Détermination de densité pétrole brut : Selon la norme ASTM D1298.

V.2.2. Définition :

La densité du produit pétrolier est la mesure de la masse d'un produit pétrolier par unité de volume, ce qui permet la détermination de la densité de l'huile pour calculer la production en masse [14]

V.2.3. Principe :

On mesure la densité à l'aide d'un instrument (densimètre). Il est basé sur le principe d'Archimède qui dit qu'un corps immergé dans un fluide est poussé vers le haut par une force égale au poids du liquide déplacé.

Au TFT, on utilise la méthode à aréomètre pour la détermination de la densité du pétrole brut. Cette méthode couvre la détermination de la densité des produits pétroliers ayant une TVR Inférieur à 750 mbar. [14]

V.2.4. Mode opératoire :

- Prendre un échantillon de brut à analyser ; le verser sans l'agiter ! Dans une éprouvette assez large pour permettre au densimètre de plonger sans toucher les parois.
- Prendre un densimètre (aréomètre) ayant la gamme de graduation adéquate.
- Plonger le densimètre dans l'éprouvette remplie de brut, chasser les bulles formées à la surface ;
- Laisser stabiliser le densimètre
- Faire plonger entre temps le thermomètre ; une fois la température stabilisée, on mentionne la valeur à ±0.5°C et celle de la densité avec précision

- L'observation (la lecture) doit se faire perpendiculairement au trait du liquide (ménisque).

NB : L'échantillon doit être à la même T°C que celle (ambiante) du laboratoire.

Plage de température recommandée : 2°<T°C<25°C[14]



FigureV.1: température et densité de pétrole brut

V.3.Détermination de la TVR :

V.3.1. Définition : La tension de vapeur Reid est la pression exercée par la vapeur d'un liquide lorsqu'il est en équilibre (liq- vap) à 37,8 °c (100 °F)

V.3.2. Principe :

Une bombe de « Reid » contenant le produit à examiner est immergé à 37.8°C et agitée jusqu'à équilibre de pression. [15]

V.3.3. Mode opératoire :

- Refroidissez dans le réfrigérateur à une température de 0 à 1°C les éléments suivants avant leur utilisation :
- La bouteille d'échantillon de 1 litre.
- La chambre à liquide du dispositif d'analyse de TVR Reid.

- Le tube de transfert d'échantillon
- Mettez la chambre à vapeur du dispositif du TVR Reid dans le bain marie à une température de 37,8 +- 0,1 °C avant son utilisation.
- Retirez la bouteille d'échantillon du réfrigérateur, enlevez son bouchon et remplacez-le par le tube de transfert d'échantillon réfrigéré.
- Retirez la chambre à liquide du réfrigérateur et placez-la en position inversée sur le dessus du tube de transfert puis retournez l'ensemble du système rapidement de sorte que la chambre à liquide soit verticale avec l'extrémité du tube de transfert à environ 6 mm (0,25 in.) du fond de la chambre à liquide.
- Remplissez la chambre jusqu'au débordement, retirez le tube de transfert de la chambre à liquide tout en permettant à l'échantillon de continuer à s'écouler jusqu'au retrait complet (voir la figure ci-dessous)
- Retirez immédiatement la chambre à vapeur du bain-marie et couplez la chambre remplie de liquide à la chambre à vapeur aussi rapidement que possible.
- Plongez le dispositif assemblé dans le bain, maintenu à 37,8 +- 0,1°C au moins 25 mm au-dessus du sommet de la chambre à vapeur
- Une fois que le dispositif assemblé a été dans le bain-marie pendant au moins 30 minutes, agiter vigoureusement la bonbonne puis lisez la pression manométrique finale à 0,05 psi près et enregistrez cette valeur (PM).[15]

-Calcul : la formule de calcul de la TVR . TVR= PM + [(T° bain - Ambiante) *P barométrique / (273 + Ambiante)] [15]



FigureV.2:bain thermostat+ bombe a reid

V.4.Détermination de la salinité : Selon la norme IP 77

V.4.1.Définition : La salinité d'eau est la masse des sels qu'elle contenue en solution dans une quantité donnée. Elle s'exprime en g/l ou en (ppm), elle a pour but la détermination de la teneur en sel du pétrole brut pour se conformer aux spécifications requises et intervenir en cas de non-conformité, et pour évaluer le potentiel de corrosion sur les pipelines et des capacités de stockage. Le suivie de la salinité de l'eau est nécessaire parce qu'elle contribue à la corrosion des installations. [16]

V.4.2.Principe : Elle consiste en un dosage des chlorures par titrimétrie avec le Nitrate d'Argent en présence du chromate de potassium (K2CrO4).

V.4.3.Mode opératoire :

Prendre un échantillon de volume connu (50ml) du brut à analyser;

- verser dans une ampoule à décanter de 500ml.
- fait chauffer de l'eau distillée dans un bêcher
- verser une quantité d'eau chaude dans l'ampoule à décanter contenant l'échantillon de brut
- agiter vigoureusement le mélange eau- brut; cela permet de faire passer les sels contenus dans l'échantillon de brut vers la solution aqueuse.
- Ne pas oublier de purger le gaz produit par l'agitation
- laisser décanter l'eau
- prélève dans un erlenmeyer l' eau contenant les sels: c'est la première extraction.
- ajouter ensuite la 2ème quantité d'eau chaude à l'échantillon et agiter encore une fois énergiquement
- dégazer puis laisser décanter à nouveau
- prélever l'eau décantée : c'est la 2ème extraction qu'on ajoute à la 1ère quantité d'eau distillée déjà prélevée.

- titrer l'eau décantée avec du nitrate d'argent (AgNO3) en présence d'un indicateur coloré le chromate de potassium (K2CrO4) jusqu'au virage de la solution du jaune au rouge
- noter le volume exact coulé de la solution de : AgNO3.[16]

-Calcul :

$$[NaCl] = N1*V1*58.5*1000/V2$$

N1 : la normalité de la solution du réactif AgNO3 →N1= 0.1N

V1 : volume coulé de la solution du réactif AgNO3 →V1= volume coulé lors du titrage.

N2 : la normalité de l'échantillon de brut → N2 à calculer.

V2 : le volume de l'échantillon de brut → V2= 50ml.

La masse atomique de : NaCl =58.5g/l [16]



FigureV.3: les étapes de détermination de la salinité

V.5.Détermination de BSW (%EAU) pétrole brut : Selon la Norme ASTM D96.

V.5.1. Définition :

Le laboratoire TFT fait le test de BSW dans le cadre de la norme ASTM D96. Cette méthode d'essai comprend la méthode de centrifugation pour déterminer les sédiments et l'eau dans le pétrole brut lors des transferts de surveillance sur le terrain. La quantité des sédiments basiques et d'eau est la somme des deux et elle est généralement indiquée en pourcentage. [17]

V.5.2. Mode opératoire :

- Remplir deux tubes cylindro-coniques à 50 ml de toluène chacun
- 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°C +-1°C pendant 10 mn
- Retirer les tubes du bain, puis les inverser pour s'assurer que le contenu est uniformément mélangé. (Attention la tension de vapeur de ce mélange à 60 °C est approximativement double de celle à 37.8°C).
- Placer les tubes dans la centrifugeuse (préalablement portée à 60 °C) dans des positions opposées.
- Centrifuger pendant 10 mn à une vitesse entre 1500 et 1700 T/mn.
- Retirer les tubes de la centrifugeuse et noter le volume du dépôt eau et sédiments déposés au fond de chaque tube.[17]

Note : la lecture se fait à 0.025 ml

-Calcul :

la somme des deux volumes et reporter le résultat comme étant le pourcentage d'eau et sédiments, si la somme est inférieure à 0.025 ml reporter : résultat nul



FigureV.4: poire cylindre +la centrifugeuse

V.6.Les tests d'eaux : Au TFT on a le problème de formation de sulfate de baryum donc au niveau des CS en fait la séparation pour éviter la formation de ce dernier.[18]

On à Ba+2 +SO4-2 =BaSO4 (solide)



FigureV.5: accumulation de sulfate de baryum dans les pipes

BaSO4 après l'accumulation elle va diminuer le diamètre de pipe donc on aura des bouchages et pour cela on fait la séparation avant le contact pour diminuer et éliminé la formation de BaSO4 [18]

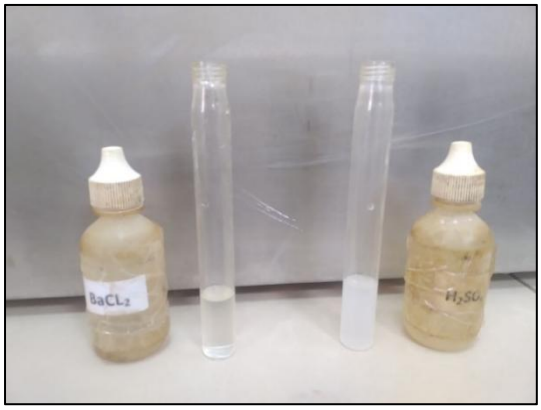
V.6.1.Mode opératoire :

-connaitre la nature d'eau des puits :

-prendre deux tubes de test qui contient l'eau à tester

-ajouter quelque goutes de BaCl au premier tube et H2SO4 au deuxième tube de test et on remarque :

-Si on a une accumulation d'une couche blanche au tube qui contient des gouttes de BaCl on constate que l'eau est de nature sulfatée et si la couche blanche apparait au tube qui contient des gouttes de H2SO4 l'eau est de nature barytée [18]



FigureV.6: accumulation d'une couche blanche selon la nature

V.6.2.mesurer la quantité des ions sulfatesSO4- et baryum Ba++ dans l'eau :

- Brancher l'appareil
- Mettre l'appareille sur « ON » avec le bouton bleu situé à gauche
- Faire l'étalonnage de signal, il apparait a l'écran le menu principale
- On appuie sur PROGRAMMES FAVORIS il s'affiche une liste des ions présélectionné et a l'aide des flèches situées à droite de l'écran, on sélectionne l'ion à doser
- On appuie sur démarrer l'appareil est prêt
- On remplie deux flacons avec l'échantillon préalablement filtré, l'un sera le blanc et l'autre auquel on ajoute le réactif correspondant

- Une fois qu'on a ajouté le réactif, on agite bien la solution et on appuie immédiatement sur la touche « TIMER »
- Dés qu'on ajoute le bip sonore, on introduit d'abord le flacon du blanc et faire le zéro
- On introduit ensuite le flacon d'échantillon avec le réactif et on lit directement le résultat en mg/l

NB : il faut toujours procéder à une dilution de l'échantillon à analyser notamment pour les ions baryum et sulfate ainsi que pour le fer

Pour cela en mettre2.5ml d'eau de l'échantillon a complété d'eau distiller dans un flacon gradué a 25ml et le résultat sera multiplié par 10 [18]



FigureV.7: les étapes de mesurer la quantité des ions sulfatesSO4- et baryum Ba++

Chapitre VI :

Résultats et discussion

Les résultats expérimentaux obtenus lors de l'analyse des échantillons de pétrole brut sont détaillés. L'objectif est de vérifier la conformité des propriétés physico-chimiques du brut aux spécifications techniques en vigueur. Les paramètres étudiés incluent la température, la densité, la salinité, la TVR, ainsi que la teneur en eau et en sédiments. Chaque résultat est analysé et discuté afin d'en évaluer l'impact sur la qualité globale du brut.

VI.1.La température :

TableauVI.1 : présente les températures journalières (en °C) enregistrées.

Jours	Température CPC TFT(C°)	Température CPC TFY (C°)	Température CPC TFR (C°)	Température CPC HMZ (C°)	Température CPC ODN (C°)
06/02/2025	15	10,5	13	11,5	11,5
07/02/2025	10,5	8	16	7	12,5
08/02/2025	9	7	15	7	12,5
09/02/2025	10,5	11	22,5	9	11
10/02/2025	14,5	9,5	22,5	9	15
11/02/2025	12	10,5	15	10	10
12/02/2025	11	11	22,5	10	11

Le tableau présente les températures journalières (en °C) enregistrées du 6 au 12 février 2025 dans cinq stations désignées par : CPC TFT, CPC TFY, CPC TFR, CPC HMZ et CPC ODN.

- La station CPC TFR enregistre les températures les plus élevées de manière constante, atteignant 22,5 °C à plusieurs reprises (09, 10 et 12 février).
- À l'inverse, la station CPC TFY affiche les températures les plus basses, descendant jusqu'à 7 °C le 8 février.
- Une hausse générale des températures est observable du 8 au 10 février, particulièrement marquée pour CPC TFR.

- Une relative stabilité est constatée entre le 10 et le 12 février.
- CPC ODN reste assez stable autour de 10–12,5 °C.
- CPC HMZ varie peu, entre 7 °C et 11,5 °C.
- Le 10 février 2025 on a noté des températures élevées dans toutes les stations, en particulier 22,5 °C pour CPC TFR. par contre on a marqué les températures les plus basses Le 8 février 2025, surtout dans les stations TFY et HMZ (7 °C).

Donc on a constaté des différences notables de température entre les stations, probablement liées à leur localisation géographique ou à des altitudes différentes.

VI.2.La densité :

La densité est un paramètre très important car il donne une idée de la qualité du pétrole (léger, moyen ou lourd),elle est utilisée pour calculer le tonnage à partir du volume et elle permet aussi d'estimer la valeur commerciale du brut (le pétrole léger est généralement plus précieux).

Les résultats si dessous sont marqués après la lecture perpendiculaire au trait du liquide (ménisque).

TableauVI.2:les résultats de la densité apparente du pétrole brut

	Densité app CPC TFT	**Densité app CPC TFY**	**Densité app CPC TFR**	**Densité app CPC HMZ**	**Densité app CPC ODN**
06/02/2025	0,808	0,828	0,83	0,812	0,839
07/02/2025	0,812	0,819	0,826	0,819	0,824
08/02/2025	0,813	0,83	0,827	0,816	0,83
09/02/2025	0,812	0,83	0,823	0,814	0,829
10/02/2025	0,809	0,831	0,823	0,813	0,821
11/02/2025	0,811	0,832	0,827	0,81	0,828
12/02/2025	0,812	0,83	0,823	0,814	0,825

Dans le tableau des résultats de la densité apparente du pétrole brut pour cinq stations (CPC TFT, TFY, TFR, HMZ, ODN) sur la période du 6 au 12 février 2025, les valeurs varient globalement entre 0,808 et 0,839.

- CPC TFT : Les densités restent relativement stables autour de 0,809–0,813. Léger pic le 8 février (0,813).
- CPC TFY : Fluctuations douces, avec des valeurs entre 0,819 et 0,832, un maximum atteint le 11 février.
- CPC TFR : Densités comprises entre 0,823 et 0,83, tendance légèrement à la baisse en fin de période.
- CPC HMZ : Très stable avec des valeurs proches de 0,814, signalant peu de variation de la qualité.
- CPC ODN : Densités initialement élevées (jusqu'à 0,839) mais en légère diminution au fil des jours.

Selon la classification ci-dessous[19]:

*Pétrole léger : ρ_{15} est inférieur à 0,828.

*Pétrole moyen : 0,828 est inférieur ou égal à $\rho_{15} < 0,884$

*Pétrole lourd : ρ_{15} doit être supérieur ou égal à 0,884.

peut inférer que :

Les échantillons ayant une densité inférieure à 0,828 sont classés comme pétroles légers.

On classe comme pétrole moyen ceux ayant une densité variant entre 0,828 et 0,839.

Donc, le pétrole brut examiné dans ce travail montre une variation de qualité, allant du pétrole léger au pétrole moyen, selon les lieux de prélèvement et les conditions environnantes. Cette variabilité peut être le résultat de divergences dans la composition du pétrole brut, liées à son origine géologique ou aux conditions de production.

VI.3.la densité a 15c° :C'est une référence standardisée pour comparer les pétroles à température constante, ce qui permet des calculs plus précis du tonnage

TableauVI.3 : les résulta de la densité a 15c°

Jours	Densité à 15°C CPC TFT	Densité à 15°C CPC TFY	Densité à 15°C CPC TFR	Densité à 15°C CPC HMZ	Densité à 15°C CPC ODN
06/02/2025	0,808	0,8249	0,8286	0,8096	0,8366
07/02/2025	0,8089	0,8141	0,8267	0,8134	0,8223
08/02/2025	0,8088	0,8245	0,827	0,8104	0,8223
09/02/2025	0,8089	0,8273	0,8281	0,8098	0,8263
10/02/2025	0,8087	0,8273	0,8281	0,8088	0,821
11/02/2025	0,8089	0,8289	0,827	0,8065	0,8246
12/02/2025	0,8092	0,8273	0,8281	0,8105	0,8223

Ce tableau présente l'évolution des densités à 15°C mesurées dans différents points (CPC TFT, TFY, TFR, HMZ, et ODN) sur une période de 7 jours.

- Les valeurs de densité 15 sont relativement stables pour tous les points de mesure, ce qui indique un bon contrôle du processus ou des conditions stables.

- CPC TFT, TFY, TFR : Les valeurs varient très légèrement d'un jour à l'autre (de l'ordre de 0,0001 à 0,001), ce qui est généralement tolérable pour ce type de mesure.

Les densités se situent autour de 0,808 à 0,829, ce qui est cohérent.

- CPC ODN : Cette colonne présente la plus grande variabilité. On remarque un pic à 0,8366 le 06/02/2025, suivi d'une baisse progressive, Cela pourrait indiquer un changement dans les conditions de production, un lot différent, ou une anomalie ponctuelle.

- Densité CPC ODN du 06/02/2025 : Cette valeur est sensiblement plus élevée que les autres jours. Une vérification des échantillons ou du matériel de mesure pourrait être pertinente.

•un léger creux pour CPC HMZ le 11/02/2025 : Bien que faible, cette variation peut indiquer une petite fluctuation dans les conditions du processus.

VI.4.La densité para port la densité a 15c :

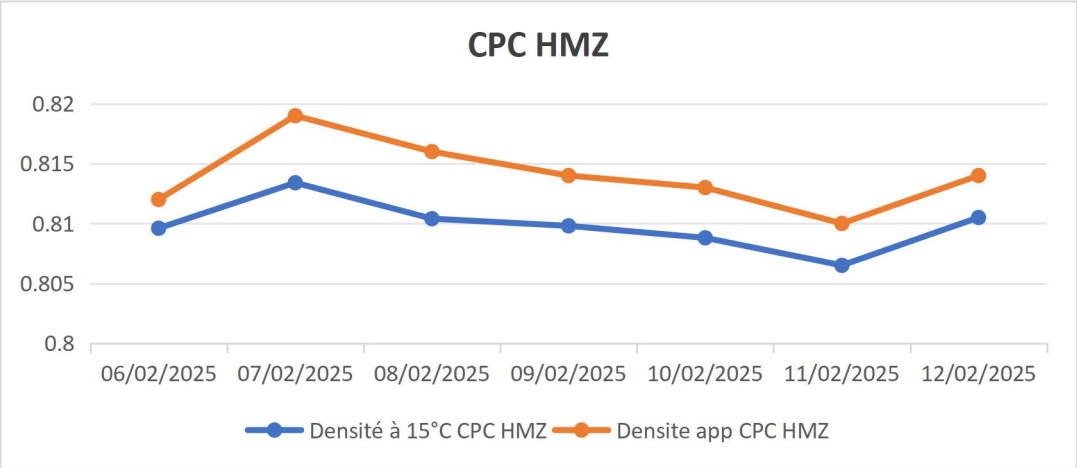


Figure V.8:la courbe de variation de d15 par apport de densité app

CPC HMZ :

Densité app varie entre 0.815 et 0.82, tandis que la densité à 15°C reste dans une plage plus basse (~0.808 à 0.814).

Un pic est visible le 07/02/2025, probablement dû à une baisse de température (ce qui augmente la densité apparente).

La densité diminue ensuite jusqu'au 11/02, puis remonte légèrement.

CPC ODN :

Densités plus élevées que HMZ, ce qui peut indiquer un brut plus lourd.

Fort écart le 06/02 entre densité app et densité corrigée, suivi d'une stabilisation des deux valeurs (densité app vers 0.825–0.83, densité à 15°C vers 0.82).

Les écarts sont un peu plus marqués, peut-être en lien avec des variations plus importantes de température ambiante ou une instabilité de la qualité du brut.

CPC TFY :

Densités globalement stables et proches (~0.83 pour densité app, ~0.828 à 0.832 pour densité corrigée).[19]

VI.5.Méthode de calcul de Tonnage :

Correspond à la masse totale du pétrole brut. Nécessaire pour les transactions commerciales, les rapports de production, et la logistique de transport

- Pour déterminer le facteur de correction de volume on utilise la densité à 15 °C, la température de bac et la table ASTM 54 (Volume Reduction to 15C°)
- Lorsqu'on va converti la densité de densité apparente au densité à 15C° (la température de référence est 15 C°)
- Si la T labo augmente la D à 15 augmente
- Si la T labo diminue la D à 15 diminue
- Si la T labo = 15C° la D à 15 = La densité apparente
- Lorsqu'on va déterminer la factrice de correction de volume K (la température de référence est 15 C°)
- Si la T Bac augmente (supérieur à 15 C°) le K Diminue (inférieur à 1)
- Si la T Bac diminue (Inferieur à 15 C°) le K Augmente (supérieur à 1)
- Si la T Bac = 15C° Le K= 1

CPC TFT BAC R6 :

CPC	N° BAC	Date	Heure	
TFT	R6	08 /02/ 2025	Début	Fin
			0h00	18h00

Données LABO

Début	T° : 09 C°	Fin	T° : 09 C°
	D : 0,813		D : 0,813
	D à 15° : 0,8088		D à 15° : 0,8088

Jaugeage Initial Bac

	mm	M^3	Facteur correction	Volume M^3	Masse TM

Hauteur E+H	8920	8267.242	0.997376	7773,382	6287,111
Hauteur Eau	410	473.409			
BSW	0.0				
T° Bac	18				

Jaugeage final Bac

	mm	M^3	Facteur correction	Volume M^3	Masse TM
Hauteur E+H	2260	2190.176	0.995576	1709,17202	1382,37833
Hauteur Eau	410	473.409			
BSW	0.0				
T° Bac	20				

Volume Tot M^3	Masse Tot TM
6064.21	4904.733

Calcule :

Application numérique:

$V_{Expédi\ initial} = (V_{H+E} - V_E) * K_{Initial}$

$V_{Expédi\ initial\ R6} = (8267.242 - 473.409) * 0.997376$

$V_{Expédi\ initial\ R6} = 7773{,}382\ M^3$

$M_{Expédi\ initial} = V_{Expédi\ initial} * D_{15°C}$

$M_{Expédi\ initial\ R6} = 7773{,}382 * 0{,}8088$

$M_{Expédi\ initial\ R6} = 6287{,}111\ TM$

$V_{Expédi\ Final} = (V_{H+E} - V_E) * K_{Final}$

$$V_{\text{Expédi Final R6}} = (2190.176 - 473.409) * 0.995576$$

$$V_{\text{Expédi initial R6}} = 1709{,}17202\ M^3$$

$$M_{\text{Expédi Fina}} = V_{\text{Expédi Final}} * D_{15°C}$$

$$M_{\text{Expédi Final R6}} = 1709{,}17202 * 0{,}8088$$

$$M_{\text{Expédi Final R6}} = 1382{,}37833\ \text{TM}$$

$$V_{\text{Expédi R6}} = V_{\text{Expédi initial}} - V_{\text{Expédi Final}}$$

$$V_{\text{Expédi R6}} = 7773{,}382 - 1709{,}17202$$

$$V_{\text{Expédi R6}} = 6064.21 M^3$$

$$M_{\text{Expédi R6}} = M_{\text{Expédi initial}} - M_{\text{Expédi Final}}$$

$$M_{\text{Expédi R6}} = 6287{,}111 - 1382{,}37833$$

$$V_{\text{Expédi R6}} = 4904.733\ TM$$

VI.6 . La Tension de Vapeur Reid:

La Tension de Vapeur Reid (TVR) mesure la pression exercée par les vapeurs d'un liquide à une température standard (généralement 37,8 °C ou 100 °F). Elle reflète la volatilité du produit pétrolier donc elle a pour but non seulement d'assurer la sécurité du transport et du stockage mais aussi de contrôler la qualité et spécifications commerciale

TableauVI.4 : les variations journalières de La Tension de Vapeur Reid

	TVR CPC TFT (kg/cm²)	TVR CPC TFY (kg/cm²)	TVR CPC TFR (kg/cm²)	TVR CPC HMZ (kg/cm²)	TVR CPC ODN (kg/cm²)
06/02/2025	0,889	0,547	0,432	0,768	0,858
07/02/2025	0,793	0,589	0,432	0,879	0,834
08/02/2025	0,7	0,531	0,432	0,931	0,644
09/02/2025	0,776	0,589	0,432	0,879	0,725
10/02/2025	0,886	0,513	0,432	0,931	0,917
11/02/2025	0,795	0,564	0,432	0,934	0,784
12/02/2025	0,888	0,786	0,432	0,827	0,848

La TVR (Tension de Vapeur de Représentation) présentée dans le tableau montre les variations journalières de plusieurs indices de pression mesurés en kg/cm² pour différents points (TFT, TFY, TFR, HMZ, ODN) du 06/02/2025 au 12/02/2025.

•TVR CPC TFT :

Valeurs comprises entre 0,700 et 0,889 kg/cm².Une légère baisse est observée du 06/02 au 08/02, suivie d'une hausse progressive jusqu'au 12/02.Cela indique une fluctuation, mais globalement stable autour de 0,8.

•TVR CPC TFY :

Variations plus importantes, allant de 0,513 à 0,786 kg/cm².Une nette augmentation est notée le 12/02, atteignant la valeur maximale de la période.

•TVR CPC TFR :

Valeur constante de 0,432 kg/cm² sur toute la période.Cela montre une très bonne stabilité dans cette région.

•TVR CPC HMZ

Valeurs relativement élevées, entre 0,768 et 0,934 kg/cm².Une forte stabilité autour de 0,879, avec un pic de 0,934 le 11/02.

•TVR CPC ODN :

Variations notables, de 0,644 à 0,917 kg/cm².Une baisse significative le 08/02 (0,644), suivie d'une remontée rapide jusqu'au 10/02 (0,917), puis une stabilité modérée.

•En moyenne et selon la norme ASTM D 323[20] :TVR≤0,69 bar (10 PSI) hiver :

•TFT, HMZ, ODN :présentent des moyennes nettement supérieures à la norme hivernale de 0,703 kg/cm², ce qui signifie un risque accru d'évaporation, de formation de gaz et de pression dans les réservoirs. Ces postes nécessitent un suivi particulier ou une régulation pour éviter les non-conformités.

•TFY et TFR :sont conformes à la norme, avec des valeurs bien en dessous du seuil limite. Ces zones ne posent pas de problème pour l'instant.

•TFR :La TVR est constante et très basse (0,432 kg/cm²) sur toute la période, ce qui peut indiquer un produit plus stable

VI.7.La salinité : Ce paramètre sert à évaluer la corrosivité potentielle du pétrole (surtout pour les équipements métalliques).ce qui veut dire qu'une haute salinité peut poser des problèmes de corrosion durant le transport et dans les installations du raffinage et durant le traitement.[19]

TableauVI.5: les variations journalières de salinité.

Jours	Salinité CPC TFT (mg/l)	Salinité CPC TFY (mg/l)	Salinité CPC TFR (mg/l)	Salinité CPC HMZ (mg/l)	Salinité CPC ODN (mg/l)
06/02/2025	58,5	40,95	58,5	46,8	585
07/02/2025	46,8	46,8	58,5	40,95	327,6
08/02/2025	46,8	40,95	58,5	46,8	585
09/02/2025	46,8	46,8	58,5	40,95	128,7
10/02/2025	58,5	81,9	58,5	46,8	468
11/02/2025	58,5	70,2	58,5	46,8	257,4
12/02/2025	46,8	35,1	58,5	81,9	210,6

-CPC TFT :Valeurs : Alternance entre 58,5 mg/l (06, 10, 11/02) et 46,8 mg/l (autres jours).On observe deux pics de salinité aux dates du 06, 10, et 11 février.

•CPC TFY :Valeurs fluctuantes entre 35,1 mg/l (le 12/02) et 81,9 mg/l (le 10/02).Reflète possiblement des perturbations dans le traitement ou un apport irrégulier en eau salée.

•CPC TFR :Constante à 58,5 mg/l tout au long de la période. Ce poste montre une excellente stabilité,

•CPC HMZ :Salinité très stable à 46,8 mg/l, sauf le 12/02 avec une hausse soudaine à 81,9 mg/l.

•CPC ODN :Variations importantes : de 585 mg/l (très élevée les 06 et 08/02) à 128,7 mg/l (le 09/02) et un minimum de 210,6 mg/l (le 12/02). Tendance globale à la diminution sur la semaine, mais les valeurs restent élevées

VI.8.la proportion d'eau et de sédiments (BSW) :Aide a mesurer la proportion d'eau et de sédiments dans le pétrole brut ce qui traduit la qualité, le traitement et le prix.

TableauVI.6.les variations journalières de bsW

Jours	BSW CPC TFT (%)	BSW CPC TFY (%)	BSW CPC TFR (%)	BSW CPC HMZ (%)	BSW CPC ODN (%)
06/02/2025	0,05	0,15	0	0,05	2
07/02/2025	0	0	0	0	0,05
08/02/2025	0	0	0	0,05	0,15
09/02/2025	0	0	0	0	0,05
10/02/2025	0	0,1	0	0,05	0,1
11/02/2025	0,05	0,1	0	0,05	0,05
12/02/2025	0	0	0	0	0,05

- BSW CPC TFT :
- Valeurs faibles et maîtrisées : uniquement 0,05 % les 06 et 11/02,reste à 0 % sur les autres jours.
- BSW CPC TFY :
- Légèrement instable : 0,15 % le 06/02, puis deux fois 0,1 % (09 et 11/02).Reflète une présence occasionnelle d'eau résiduelle, mais reste dans une plage acceptable.
- BSW CPC TFR :
- Toujours à 0 % → Excellent résultat. Indique une absence totale de sédiments ou d'eau dans ce flux : séparation très efficace.

- BSW CPC HMZ :
- Faible mais persistante contamination : 0,05 % sur plusieurs jours (06, 08, 09, 10, 11/02).
- BSW CPC ODN :
- Valeur critique de 2%puis diminution jusqu'à 0.05% Cela suggère un incident ou un mauvais fonctionnement ponctuel au début de la période, correctement corrigé par la suite.
- Selon la norme ASTM D 96 (BS&W (%) ≤0,5) :les résultats sont dans les normes

Conclusion

À la fin de cette étude, nous avons réalisé une analyse détaillée concernant le contrôle et la validation des spécifications du pétrole brut issu de la zone de TFT (Tin Fouyé Tabankort). Cette approche repose sur l'évaluation de facteurs physico-chimiques cruciaux, comme la température, la densité (à température ambiante et standardisée à 15 °C), le taux de vapeur récupérable (TVR), la salinité et le ratio de BSW (eau et sédiments). Ces analyses ont non seulement permis d'évaluer la qualité du pétrole brut extrait, mais aussi de confirmer sa conformité avec les normes industrielles actuelles, y compris concernant le transport, le stockage et le raffinage.

L'accent mis sur une approche méthodique et la précision des mesures a constitué un aspect crucial de cette initiative, car cela assure la crédibilité des conclusions obtenues et participe à une amélioration de la prise de décision à travers les différentes phases du processus pétrolier. Cette recherche a aussi souligné les défis associés à la compréhension des propriétés du brut, tant d'un point de vue économique que technique

De plus, l'analyse théorique incluse dans ce mémoire a favorisé une meilleure compréhension du contexte géologique et industriel de la région de TFT, un secteur crucial pour l'extraction pétrolière en Algérie. Elle a aussi contribué à identifier les caractéristiques physico-chimiques du pétrole récupéré, facteurs cruciaux pour guider les décisions technologiques et améliorer les procédés d'exploitation

L'accent a particulièrement été porté sur l'étude du potentiel des biosurfactants, des composés naturels issus de microorganismes, dont l'utilisation dans l'industrie pétrolière attire de plus en plus d'attention. Ces agents offrent des perspectives encourageantes, en particulier pour la récupération assistée du pétrole (Enhanced Oil Recovery - EOR) et pour minimiser les effets environnementaux associés aux méthodes d'extraction conventionnelles. Dans une industrie de plus en plus soumise à des normes écologiques rigoureuses, leur capacité à se biodégrader et leur faible toxicité sont des avantages considérables.

Au final, ce travail met l'accent sur l'importance primordiale d'un contrôle systématique, régulier et rigoureux des caractéristiques du pétrole brut afin d'assurer une exploitation efficace, durable et respectueuse des normes internationales. Il ouvre aussi la porte à des solutions novatrices et écologiques, alignées avec les défis actuels de la transition énergétique. Ce travail, par conséquent, aide à mieux comprendre les

enjeux techniques et écologiques associés à l'industrie pétrolière en Algérie, tout en suggérant des orientations spécifiques pour une transition vers des méthodes plus responsables et efficaces.

REFERANCE

[1] BOUTAGHANE BAHA EDDINE, Dimensionnement D'un Centre De Separation Tft (Tin Fouye Nord West) ,2020-2021,Faculte Des Hydrocarbures Energies Renouvelables Et Science De La Terre Et De L'univers, Memoire.

[2] Presentation De La Direction Regionale De Tft, 2024, Document Sonatrach [3] AKSSAS MOHAMED, Division D'exploitation Direction Regionale Tft ,2022, Rapport De Stage.

[4] GUESSOUM MOUNTAHA, Dessalage Du Petrole Brut Cas Haoud Berkaoui ,2024, Universite Kasdi Merbah Ouargla Faculte Des Sciences Appliquees,Memoire

[5] SAHLI .HIBET ,Etude De Dessalage Du Petrole Brut,2021, Departement De Genie Des Procedes, Memoire.

[6]] TALEB AHMED SAFA, Etude Theorique Sur Les Methodes De Dessalage Du Petrole , 2021, Departement De Genie Des Procedes,Memoire.

[7] LAIEB.Islam ,*Calcul des propriétés critiques et thermiques du pétrole brut*.2016,Département Du Génie Chimique mémoire.

[8] KHAZANI OMAYMA, Traitement Et Verification De La Quallite De La Production Des Hydrocarbures Et Ces Derivees,2017, Faculte Des Sciences Et De La Technologie.

[9] Stockage Des Hydrocarbure,2022,Document Sonatrach.

[10] NEFOUCI ABDELLAH, Bioremediation D'un Site Pollue Par Les Hydrocarbures : Essais D'application D'un Biosurfactant ,2015, Departement Du Genie Chimique, Memoire.

[11] BENSADALLAH ASMA,Critere De Choix De Polymere Pour La Recuperation Assistee De Petrole ,2020, Departement De Genie Des Procedes,Memoire [12] GHANES ASMA, Les Biosurfactants : Caracteristiques Et Applications ,2023, Departement De Microbiologie & Biochimie,Memoire.

[13]] SAFIA BANI, Synthese D'emulsifiants A Partir De Coupes Petrolieres Et De Petrole Brut Algerien Application A La Recuperation Assistee Du Petrole, 2004, Departement Du Genie Des Procedes,Memoire.

[14] Standard Test Method For Density, Relative Density, Or Api Gravity Of Crude Petroleum And Liquid Petroleum Products By Hydrometer Method, For Annual Book Of Astm Standards Volume Information,2012.

[15] American Society for Testing and Materials ,ASTM D323: Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)

[16]Détermination de la teneur en sel du pétrole brut par la méthode d'extraction et de titrage volumétrique, Norme ip 77 .

[17] Standard Test Method For Water And Sediment In Crude Oil By Centrifuge Method (Field Procedure): Astm International, 1998.

[18] Procedure D'analyse Au Laboratoire ,Document Sonatrack..

[19] BOUKHADRA ABDELDJALIL, Traitement Du Petrole Brut De Gbrs(Touggourt) Et Etude De L'influence De Differents Parametres Sur L'operation De Dessalage ,2022, Departement De Genie Des Procedes,Memoire.

.