

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

**Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie des Procédés**



Mémoire fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master académique

Domaine : Science et technologie

Filière : industrie pétrolière

Spécialité : Génie Pétrochimique

Présenté Par :

Aboubakeur Seddik BARI - Nasreddine DAHEL

Thème :

**Contribution à la modélisation par bilan de matière et de réseaux
de neurons artificiels de procédé de dessalage des unités UTBS et
OURHOUD**

Soutenu publiquement le : 18 Juin 2023

Devant le jury composé de :

Mohamed Lamine SEKIRIFA	Professeur (UKM - Ouargla)	Président
Souad ZIGHMI	Professeur (UKM - Ouargla)	Examinatrice
Mourad KORICHI	Professeur (UKM - Ouargla)	Ecadreur

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Merci à Dieu pour tous ce que nous a donnés

Nous voulons tous d'abord adresser toute notre reconnaissance à Mr MOURAD KORICHI, professeur à l'Université de KASDI MERBAH OUARGLA, pour avoir dirigé ce mémoire, nous lui remercions pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

Nous tenons à remercier vivement les membres de jury, d'avoir accepté de juger le présent travail.

Nous remercions également toutes l'équipe pédagogique et les enseignants du département de génie des procédés qui ont permis d'accéder à ce niveau de connaissances scientifiques, et les intervenants professionnels responsable de notre formation.

Au terme de cette étude, nous tenons à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont aidée au niveau de l'unité de traitement «Abdou Bari».

Nous remerciant nos chers parents et toutes nos familles, pour leurs soutiens constants et leurs encouragements.

Sans oublier personne, Nous ne pourrions citer tous, merci à tous ceux, nombreux, tous, ceux dont les noms ne figurent pas sur cette liste et qui nous ont soutenu, qui ont partagé cette période importante de nos vie. Merci à tous ce qui nous a aidés d'une façon ou d'une autre afin de réaliser ce travail. Merci à tout pour tout.

Aboubakeur Seddik BARI - Nasreddine DAHEL

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde pour nous, à toi mon père Abdelhamid.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur, maman que j'adore Amel reposez en paix. Toujours elle veut réussir dans ma vie.

*A mon cher frère Haythem. A ma chère sœur Raouda
A mes adorables RABAH
Goubi.*

*A mes oncles, mes tantes et leurs familles.
A tous mes cousins et cousines*

A mon binôme Nasreddine dahel et sa famille.

A tous mes amis (es), mes collègues et tous ceux qui m'estiment.

Aboubakeur Seddik BARI

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde pour nous, à toi mon père Ali.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur, maman que j'adore Fatima reposez en paix.

Mon cher grand- mère, que dieu

la protège ; Mon cher frère

Yacine ;

Mes oncles, tantes , cousins et cousines ;

Mon binôme Aboubakeur Seddik BARI et sa famille ;

Tous mes amis (es) et tous ceux qui me sont chers ;

Toute ma promotion. A tout ce qui me connaissent de prêt et de loin.

Nasreddine dahel

*Table
des matières*

Table des matières

Table des matières.....	
Liste des tableaux.....	
Liste des figures.....	
Introduction Générale.....	1
Chapitre I :	
Généralités sur le pétrole et le dessalage	
I.1 Introduction.....	4
I.2 Pétrole brut.....	4
I.2.1 Définition du pétrole brut.....	4
I.2.2 Composition des pétroles bruts.....	4
I.2.3 Classification des pétroles bruts.....	5
I.2.4 Propriétés physiques-chimiques du pétrole.....	5
I.2.4.1 Masse molaire.....	5
I.2.4.1.1. Densité.....	5
I.2.4.2 Viscosité.....	6
I.2.4.3 Tension de vapeur du RIED.....	6
I.2.4.4 Teneur en soufre.....	6
I.2.4.5 Teneur en eau et en sédiments.....	7
I.2.4.6 Teneur en sel.....	7
I.2.4.7 Asphaltènes.....	7
I.2.4.8 Point d'éclair.....	7
I.2.4.9 Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement :.....	8
I.3 Généralité sur le dessalage de petrole.....	8
I.3.1 Dessalage de pétrole.....	8
I.3.2 Objectif et principe de dessalage.....	8
I.3.3 Les sels.....	9
I.3.4 Généralités sur l'émulsion.....	11

I.3.4.1 Conditions de formation d'une émulsion	12
I.3.4.2 Principe de l'émulsion :	12
I.3.4.3 Paramètres de stabilité d'une émulsion	12
I.3.4.4 Types d'émulsions	13
I.3.4.5 Etapes de désintégration des émulsions.....	14
I.3.4.6 Processus physico-chimiques	15
I.3.4.7 Coalescence des gouttelettes d'eau.....	15
I.3.4.8 Décantation	17
I.3.5 Paramètres influents le dessalage	17
I.3.5.1 Température.....	17
I.3.5.2 Injection d'eau de lavage	18
I.3.5.4 Agitation	18
I.3.5.5 Produits chimiques	18
I.3.5.6 Champ électrique	19
I.3.5.7 Niveau interface.....	19
I.4 Conclusion	20

Chapitre II

Présentation des unités de dessalage UTBS & Ourhoud

II.1 INTRODUCTION	21
II.2 Présentation de la zone d'étude	21
II.2.1 Présentation générale de l'UTBS	22
II.2.1.1 Manifold de production.....	24
II.2.1.2 Trains de stabilisation.....	24
II.2.1.3 Compression de gaz	25
II.2.1.4 Unité de traitement des eaux huileuses	25
II.2.1.5 Système d'huile hors –spec	26
II.2.1.6 Réseau de torches	26
II.2.1.7 Bacs de stockage	26
II.3.1 Réception du brut.....	26

II.3.2 Traitement du brut.....	27
II.3.2.1 Séparateur triphasique	28
II.3.2.2 Séparateur diphasique	28
II.3.2.3 Le package de dessalage	28
II.3.2.4 Colonne de stabilisation	29
II.4 Description du procédé de dessalage.....	30
II.4.1 Le principe de fonctionnement	30
II.4.2 Paramètres de marche et leurs influences	31
II.4.2.1 Niveau d'interface eau/brut.....	31
II.4.2.2 Température de dessalage	31
II.4.2.3 Taux de l'eau de lavage.....	32
II.4.2.4 Point d'injection de l'eau de lavage	32
II.4.2.5 Nature de l'eau de lavage	32
II.4.2.6 Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange.....	32
II.4.2.7 Taux de désémulsifiant.....	33
II.4.2.8 Champ électrique.....	33
II.5 Composition Du Champ D'Ourhoud	33
II.5.1 Procédures d'exploitation du champ	35
II.5.2 Présentation du CPF (Central Processing Facilities)	35
II.5.3 Traitement du pétrole brut	35
II.5.4 Train De Séparation	36
II.6 Méthode de dessalement dessalage dans les deux unités l'UTBS et Ourhoud.....	36
II.6.1 Dessaleur électrostatique	36
II.6.2 Caractéristiques de dessaleur électrostatique UTBS et Ourhoud	37
II.7 Conclusion	38

Chapitre III

Calculs,Résultats et Discussion

III. 1. Introduction	40
III.2. Outils et techniques utilisés.....	40
III. 2. 1. Modélisation par bilan de matière	40

III. 2. 2. Réseaux de neurones artificiels	40
2.2.1. Définition de Réseaux de Neurones Artificiel	40
2.2.2. Principe de la méthode (RNA).....	40
2.2.3. Fonctionnement des réseaux de neurones.....	41
2.2.4. Organigramme de modélisation	42
III. 3.Procédures de calcul, résultats et discussions (Bilan de matière)	43
III.3.1. Calcul des débits d'entrée et de sortie brut-eau des unités de dessalage Ourhoud/UTBS.....	43
III.3.2 Bilan matière de l'unité de dessalage Ouroud et UTBS	43
III.3.3 Calcul de la quantité de l'eau de purge (Qw') et le brut déssalé	44
III .1.1 Calcul de l'efficacité de dessaleur OURHOUD-UTBS.....	46
3.2.1. Calcul de l'efficacité de dessaleur Pour Ourhoud.....	46
3.2.2 Calcul de l'efficacité de dessaleur pour UTBS	46
Comparaison et interprétation des résultats des de bilan de matière	47
III.4. Modélisation par réseaux de neurones de l'unité de dessalement.....	48
III.4.1. Paramètres de l'unité de dessalement	48
III. 4.2. Synthèse des données	50
III.4.3. Statistiques descriptives (Données quantitatives).....	52
III.4.4. Corrélations de la variable continue Ss (mg/l) avec les variablesquantitatives sélectionnées (Phi de Pearson)	53
III.4.5. Application de l'approche réseaux de neurones	53
Variables du modèle :	53
Programme XLSTAT :	53
III.4.6. Paramètres du programme XLSTAT -1 :	53
III.4.7. Paramètres du programme XLSTAT -2 :	59
III.5.Conclusion.....	64
Conclusion général.....	Erreur ! Signet non défini.
Bibliographie.....	Erreur ! Signet non défini.

Liste des tableaux

Chapitre II

Numéro de tableau	Titre de tableau	page
Tableau II.1 :	Caractéristiques d'un dessaleur électrostatique de L'UTBS et d'ORHOUD.	

Chapitre III

Numéro de tableau	Titre de tableau	page
Tableau III.1 :	Débites eau-brut de l'unité de dessalage Ourhoud et UTBS	
Tableau III.2 :	Résultats de salinité d'Ourhoud et UTBS	
Tableaux III.3 :	Paramètres de l'unité de dessalement	
Tableaux III.4 :	Statistiques descriptives	
Tableaux III.5 :	Elément(s) à caractériser (Y)	
Tableaux III.6 :	Eléments caractérisant (X)	
Tableaux III.7 :	Coefficient de corrélation des variables	
Tableaux III.8 :	Résumé d'ajustement pour chaque répétition-programme 1	
Tableaux III.9 :	Analyse des résidus-programme1	
Tableaux III.10 :	Résumé d'ajustement pour chaque répétition-programme 2	
Tableaux III.11 :	Analyse des résidus-programme 2	

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Chlorure de Sodium

Figure I.2 : Emulsions d'eau dans l'huile

Figure I.3 : Les différents types d'émulsions.

Figure I.4: Principe de l'émulsion [5]

Figure I.5 : Les Phénomènes physiques liés au dessalage

Figure I.6 : La décantation. [18]

Figure I.7 : Le courant utilisée dans le dessaleur

Chapitre II

Figure II.1 : Plan général de l'UTBS.

Figure II.2 : Réseau de collecte du brut.

Figure II.3 : Compression de Gaz.

Figure II.4 : Schéma général de fonctionnement d'UTBS.

Figure II.5 : Section de stabilisation

Figure II.6 : Influence de la température sur la viscosité.

Figure II.7 : Action d'un champ électrique.

Figure II.8 : Le champ d'Ourhoud.

Figure II.9 : Présentation du CPF.

Figure II.10 : Présentation du Train de production de uneti de traitement d'ourhoud.

Figure II.11 : schéma de dessaleur électrostatique.

Chapitre III

Figure III.1 : Schéma de réseau de neurones est composé des principaux composants

Figure III. 2 : Fonctionnement de réseaux neurones

Figure. III. 3 : Organigramme de modélisation par réseau de neurone inspiré des méthodologies de : Yao Blaise KOFFI , Jens Christian Refsgaard

Figure.III.4 : Schéma descriptif du bilan matière du dessaleur

Figure III.5 : Histogramme des débits eau/brut d'entrée des unités UTBS et Ourhoud.

Figure III.6 : Transactions des calculs de réseaux neurones-Programme 1

Figure III.7 : Analyse des (Ss) –programme 1

Figure III.8 : Analyse des résidus en fonction de Ss –programme 1

Figure III.9 : La corrélation entre les résultats de laboratoire et les résultats de réseau neurone-programme 1.

Figure III.10 : Transactions des calculs de réseaux neurones-Programme 2

Figure III.11 : Analyse des (Ss) –programme 2

Figure III.12 : Analyse des résidus en fonction de Ss –programme 2

Figure III.13 : La corrélation entre les résultats de laboratoire et les résultats de réseau neurone-programme 2.

الملخص

تتمحور هذه المذكرة حول دراسة وحدة تحلية البترول الخام و ذلك باستخدام نهج النمذجة, و اعتمدنا على أسلوبين وهما التوازن الكتلي و الشبكات العصبية الاصطناعية. الهدف الأساسي لموضوع المذكرة الحالية هو التحقق من عوامل التشغيل وتحسينها من خلال هذا النهج للحصول على تنبؤات موثوقة دون اللجوء إلى الاختبارات الواقعية. تشير النتائج المتحصل عليها الى قيمة فعالية جهازي التحلية على مستوى وحدتي الإنتاج UTBS و Ourhoud , حيث تم تسجيل فعالية متقاربة و هي % 98 و % 96 على التوالي, كما تبين لنا من خلال تحليل النتائج المتحصل عليها , أن وحدة UTBS تستهلك $4,152 \text{ م}^3/\text{س}$ من الماء لتحلية تدفق $692 \text{ م}^3/\text{س}$ من البترول الخام بفعالية تقدر ب % 98 , في حين أن وحدة Ourhoud تستهلك $16,69 \text{ م}^3/\text{س}$ من الماء لتحلية تدفق $454,07 \text{ م}^3/\text{س}$ من البترول الخام بفعالية تقدر ب % 96, يرجع السبب في ذلك الى أن وحدة UTBS تعتمد على اضافة المستحلبات في حين أن وحدة Ourhoud لا تعتمد على هذا الأسلوب, **الكلمات المفتاحية:** تحلية , البترول خام , نمذجة , شبكات عصبية اصطناعية , توازن كتلي.

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'étude de l'Unité de Dessalage de Pétrole Brut en utilisant une approche de modélisation basée sur le bilan de matière et les réseaux de neurones artificiels. L'objectif principal de cette présente étude, est de vérifier et optimiser les paramètres de marche par cette approche pour des prévisions fiables sans recours à des essais sur sites. Nous avons obtenus des valeurs proches des efficacités des dessaleurs des unités UTBS et Ourhoud de l'ordre de 98% et 96% respectivement. Cependant, l'unité UTBS consomme un débit d'eau de lavage de $4,152 \text{ m}^3/\text{h}$ pour un débit de $692 \text{ m}^3/\text{h}$ de pétrole brut. Tandis que, l'unité d'Ourhoud, consomme un débit d'eau de l'ordre de $16,69 \text{ m}^3/\text{h}$ pour un débit de $454,07 \text{ m}^3/\text{h}$. On constate que ceci est due à l'utilisation des émulsifiants par l'unité UTBS, par contre l'unité d'Ourhoud n'utilise pas ce genre des produits.

Mots clés : Dessalage, Pétrole brut, Modélisation, Réseaux de Neurones Artificiels, Bilan de matière

Abstract

This present work focuses on the study of the Crude Oil Desalting Unit using a modeling approach based on material balance and artificial neural networks. The main objective of this present study is to verify and optimize the parameters by this approach for reliable forecasts without resorting to on-site tests. We obtained a close values of the efficiencies of the desalters for the UTBS and Ourhoud units, which is around of 98% and 96% respectively. However, the UTBS unit consumes a flow of washing water of $4.152 \text{ m}^3/\text{h}$ for a flow of $692 \text{ m}^3/\text{h}$ of crude oil. While the Ourhoud unit consumes a water flow of around $16.69 \text{ m}^3/\text{h}$ for a flow of $454.07 \text{ m}^3/\text{h}$. It can be seen that this is due to the use of emulsifiers by the UTBS unit, on the other hand the Ourhoud unit does not use this type of product.

Keywords : Desalting, Crude oil, Modeling, Artificial Neural Network, Mass balance

Liste des Abréviations

ASTM : American society for testing of materials.

BSW : Basic sediment water.

NF : Norme Française.

PPM : Partie par million.

PTB : Pounds per thousand barrels of oil .

Kuop : Facteur de caractérisation de pétrole brut.

Spgr : Specific gravity.

ADU : Unité de distillation atmosphérique.

BS&W : basic sediment & water .

CPF : Central Production Facilities

DC : Direct Current

ppm : Partie par million

PSI : Pound Square Inch

TVR : Tension de vapeur raid

Symboles et annotations

Symbole	Désignation	Unité
A	Coefficient de proportionnalité	/
BS&W _e	Teneur en eau et sédiment à l'entrée	%
BS&W _s	Teneur en eau et sédiment à la sortie	%
D	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
d _c	Densité de la phase continue	/
d _d	Densité de la phase dispersée	/
d ₂₀₄	Densité à 20°C	/
E _{ffT}	Efficacité expérimentale de l'unité de dessalage	%
E _{ff1}	Efficacité du 1 ^{er} dessaleur	%
E _{ff2}	Efficacité du 2 ^{ème} dessaleur	%
E _p	Efficacité théorique de dessalage	%
E _c	Champ critique	V/cm
E _l	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	V/cm
E _i	Electrode inférieure	/
E _s	Electrode supérieure	/
g	Accélération de pesanteur	m ² /s
L	Distance séparant les deux extrêmes	m
L ₁	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
Q	Débit de la charge	m ³ /h
Re	Nombre de Reynolds	/
S _e	Salinité à l'entrée	mg/l
S _s	Salinité à la sortie	mg/l
T, t	Température	°C
T _d	Temps de décantation	mn
T _s	Temps de séjour	mn
TDS	Teneur en matières dissoute et matières en suspension	mg/l
V	Volume du dessaleur	m ³
V _d	Vitesse de décantation	m/s
X	Taux de lavage	%
Y	Teneur en eau dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
Z	Teneur d'eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l
ϑ	Viscosité cinématique du pétrole	cSt

Introduction générale

Introduction Générale

Le pétrole brut, reçu par les raffineries, contient de nombreuses impuretés constituées par de l'eau, des sels en solution dans l'eau, ainsi que des particules solides. Il est nécessaire d'éliminer, afin d'éviter autant que possible les problèmes de la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production [01].

Le dessalage est une opération de lavage à l'eau effectuée initialement sur le champ de production et par la suite sur le site de la raffinerie pour un nettoyage supplémentaire du pétrole brut. Teneur en sel et en eau sont encore plus rigides en raison de leur effet négatif en aval processus dus à la corrosion et à la désactivation du catalyseur. [02].

En effet, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux de purge du dessaleur ; c'est un problème environnemental [03]. [04].

Afin de remédier à ces problèmes, des procédés de dessalement et de déshydratation sont installés dans les unités de production et de raffinage de pétrole brut. L'objectif principal de ces installations est de protéger les équipements de la chaîne de raffinage et d'obtenir des produits pétroliers de haute qualité conformes aux normes exigées.

Dans cette optique, notre travail, vise d'une part de calculer le bilan matière des installations de dessalage de pétrole au niveau des unités UTBS et d'Ourhoud situées à la région de Hassi Messaoud, et d'autre part de développer un modèle de bilan de matière basé sur l'historique des paramètres des installations qui repose sur le concept des réseaux de neurones artificiels (Artificial Neural Network - ANN). Ce dernier permet de prédire les taux de salinité du brut à la sortie du dessaleur en fonction des débits d'entrée et d'autres paramètres de rendement des deux étages de dessalement.

Pour l'implémentation de ce modèle basé sur les réseaux de neurones et l'analyse des performances, on a utilisé le MACRO Excel, XLSTAT. Afin de choisir l'architecture qui représente au mieux le processus de dessalement, nous comparons deux architectures de réseaux utilisant différents nombres de nœuds avec les résultats de la modélisation classique basée sur le bilan des matières.

Ce mémoire est organisé en trois chapitres :

- Le premier chapitre présente des généralités sur le pétrole et la théorie du dessalage.
- Le deuxième chapitre décrit l'unité UBTS et son procédé de dessalage ainsi le procédé de dessalement de la région d'Ourhoud.
- Le troisième chapitre présente, dans sa première partie, l'approche utilisée pour concevoir le réseau de neurones de modélisation. La deuxième partie rappelle la modélisation classique utilisant la méthode du bilan des matières. Enfin, nous présentons une comparaison des deux méthodes à la fin du chapitre.

Chapitre I :
Généralités sur le
pétrole et le dessalage

I.1 Introduction

Le pétrole brut joue un rôle crucial dans notre société contemporaine en tant que principale source d'énergie, aux côtés du gaz naturel. Il représente 60 % de la consommation mondiale d'énergie, et ses composants hydrocarbonés sont utilisés dans la fabrication d'une variété croissante de produits tels que des lubrifiants, des revêtements bitumineux, ainsi que des produits chimiques diversifiés tels que des fibres synthétiques, des plastiques, des solvants et des produits d'entretien. [5].

I.2 Pétrole brut

I.2.1 Définition du pétrole brut

Le terme "pétrole" dérive du mot latin "petroleum" et englobe les définitions suivantes : il s'agit d'une huile minérale naturelle inflammable, de couleur très sombre, possédant une odeur caractéristique plus ou moins prononcée et une densité allant de 0,8 à 0,95. Le pétrole est constitué d'hydrocarbures, des composés qui contiennent différents nombres d'atomes de carbone et d'hydrogène, ce qui entraîne une variation de taille et de structure moléculaire et détermine leurs états physiques, à savoir solide, liquide et gazeux. En conséquence, le pétrole est un mélange de ces divers types d'hydrocarbures, présentant une qualité très variable en fonction des principaux produits qui le composent. [6].

I.2.2 Composition des pétroles bruts

Pétrole, aussi appelé hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue deux mots hydrogène et carbone, qui sont des composants essentiels de tous les bruts ; leur teneur est de (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments constituent les trois grandes familles d'hydrocarbures que sont :

- Hydrocarbures aliphatiques.
- Hydrocarbures cycliques.
- Hydrocarbures mixtes.

Mais il y a d'autres éléments qui le composent qui sont plus ou moins nocifs pour la transformation du pétrole. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre et l'azote (au total jusqu'à

6% ÷ 7%) sous forme de composés. Lors de l'analyse des cendres d'huile, la présence d'autres composés tels que Cl, I, P, Si, Na, Fe, etc. a également été détectée [7].

I.2.3 Classification des pétroles bruts

Le pétrole brut est classé de trois manières :

- Classification de l'industrie : Généralement, le pétrole brut est divisé en quatre grandes catégories en fonction de sa densité : Les pétroles légères $d_4^{15} < 0.825$, les pétroles moyens $0.825 < d_4^{15} < 0.875$, les pétroles lourds $0.875 < d_4^{15} < 1.000$, et les pétroles extra-lourds $d_4^{15} > 1.000$.
- Classification par coefficient caractéristique KUOP : Le facteur caractéristique KUOP a été introduit par des chercheurs de la société "Universal Oil Products". L'hydrocarbure pur étudié KUOP est de 13 contre la paraffine, 12 pour les hydrocarbures avec des poids relatifs de chaîne et de cycle égaux, 11 pour les naphthènes purs et 10 pour les aromatiques purs.
- Classification par propriétés chimiques principales : Il s'agit de la classification du pétrole brut par les grandes familles d'hydrocarbures. Les types d'huile sont : Paraffinique, naphthénique, aromatique [7].

I.2.4 Propriétés physiques-chimiques du pétrole

La compréhension complète des propriétés physico-chimiques du pétrole brut est essentielle pour déterminer les étapes initiales de traitement (telles que la séparation des gaz associés et la stabilisation sur le site de production), ainsi que pour le transport, le stockage et, bien évidemment, l'établissement des prix.

I.2.4.1 Masse molaire

Le poids moléculaire est la propriété physico-chimique la plus importante d'une substance. Pour les produits pétroliers, ce paramètre est particulièrement important car il indique le poids moléculaire moyen des constituants d'une fraction pétrolière particulière. Dans la pratique analytique, des méthodes cryoscopiques, ébullioscopiques et moins fréquemment osmotiques sont utilisées pour déterminer la masse moléculaire [8].

I.1.4.1. Densité

La densité est le rapport entre la masse d'un objet et le volume qu'il occupe. Pour les produits pétroliers, la densité est généralement mesurée à 15°C. Pour déterminer la densité des

pétroles bruts, on utilise un aéromètre conforme à la norme NF T60-101. La connaissance de la densité est importante pour effectuer des bilans massiques [9].

I.2.4.2 Viscosité

La viscosité des bruts paraffiniques augmente rapidement lorsque la température diminue, tandis que la viscosité des bruts naphthéniques ou mélangés augmente plus lentement avec la température. La viscosité est la résistance d'un liquide à s'écouler par rapport à une partie du liquide et à une autre. La mesure de la viscosité à différentes températures est importante pour calculer la chute de pression dans les pipelines, les tubes, les tuyaux, les pompes et les échangeurs de chaleur des raffineries [9, 10].

I.2.4.3 Tension de vapeur du RIED

Il s'agit de la pression de vapeur générée à partir d'un volume constant de pétrole brut à 100. °F (37,8 °C).

Les mesures de pression de vapeur RIED sont normalisées (NF M07-007 ou ASTM D323) et sont exprimées en g/cm² ou PSI. En mesurant la pression de vapeur RIED du pétrole brut, Hydrocarbures légers [9, 11].

I.2.4.4 Teneur en soufre

Le soufre se trouve dans le pétrole brut sous forme d'hydrocarbures sulfurés, de sulfure d'hydrogène dissous et parfois de soufre en suspension (S, H₂S, thiols, sulfures, disulfures, thiophènes et dérivés). L'origine du soufre provient principalement de la décomposition de débris organiques ou de la réduction de sulfates par l'hydrogène sous l'action de bactéries de type *Desulfovibrio Desulfuricans*.

La détermination de la teneur en soufre des produits pétroliers est réglementée par trois méthodes :

- Méthode de dosage du soufre par combustion : ASTM D 129.
- Méthode de dosage du soufre par hydrogénéalyse : ASTM D 4045.
- Méthode de dosage du soufre par fluorescence X [12].

I.2.4.5 Teneur en eau et en sédiments

Les sédiments contenus dans le pétrole brut sont des métaux sous forme de fines particules de sable, de boues d'alimentation, de fragments de roche et de minéraux. Ou l'état libre du fer, du cuivre, du plomb, du nickel, du vanadium, etc.

Connaître la teneur en humidité et en sédiments du pétrole brut est très important pour les opérateurs et les raffineurs afin d'éviter la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, colmatage, etc.) [12].

Le pétrole brut est dosé selon des méthodes normalisées (NF M07-020; ASTM D 96 et D 1796). Cette méthode mesure la quantité d'eau et de sédiments séparés du pétrole brut par centrifugation [9].

I.2.4.6 Teneur en sel

Le pétrole brut livré pour traitement contient des sels, entre autres impuretés. Ces sels se trouvent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois sous forme cristalline dans le pétrole brut. La réduction de la salinité et de la teneur en humidité du pétrole brut est essentielle dans les centres de production et les raffineries, car les effets corrosifs du sel sur les métaux peuvent endommager les pipelines et les équipements en aval.

La mesure de la teneur en chlorure est normalisée ASTM D 323 .et les résultats sont exprimés en NaCl/Kg de brut [12].

I.2.4.7 Asphaltènes

Les asphaltènes sont des substances jusqu'à présent mal définies. Ils ne correspondent pas à une famille d'hydrocarbures bien déterminés, ils sont à base aromatique, ayant une structure amorphe. Leur détermination se fait par l'extraction avec un solvant (benzène, toluène ou chloroforme) qui consistait à précipiter les asphaltènes [8, 9].

I.2.4.8 Point d'éclair

Le point d'éclair est défini comme la température la plus basse à laquelle les hydrocarbures légers émis par un échantillon de pétrole brut s'enflamment au contact d'une flamme [13].

La détermination du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers et est également un paramètre important à connaître lors des

manutentions (comme le remplissage et le vidage des cuves et conteneurs), notamment en ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité [12].

La détermination expérimentale de cette grandeur fait l'objet de la norme NF M 07-011[10].

I.2.4.9 Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement :

Le point de trouble est la température à laquelle un voile fin ou opalescent apparaît en raison de la formation de cristallites. Le point de congélation est la température à laquelle un liquide cesse de couler avec une faible force. Le point d'écoulement est la température à laquelle un produit se liquéfie après une solidification prolongée [10].

Le point de congélation caractérise soit la teneur en paraffine de l'huile, soit la teneur en hydrocarbures des autres produits à haut point de congélation. Les températures limites à respecter lors de l'utilisation du produit, notamment lors de pompages en hiver, peuvent être estimées en fonction de la turbidité et du point d'écoulement.

La détermination de ces points se fait par le refroidissement de l'échantillon sans agitation selon la norme ASTM D 97 [9].

I.3 Généralité sur le dessalage de pétrole

I.3.1 Dessalage de pétrole

Le dessalement est une opération essentielle dans l'industrie du raffinage car il détermine le bon (ou le mauvais) fonctionnement pour le traitement en aval. En effet, un dessalement insuffisant affecte directement le fonctionnement des colonnes de distillation atmosphérique [14].

I.3.2 Objectif et principe de dessalage

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir des quantités variables de composés organiques tels que des sels solubles dans l'eau, des sables et d'autres solides, qui sont tous appelés sédiments. Les sels du pétrole brut se présentent principalement sous la forme de cristaux de sel, en suspension ou dissous dans des émulsions aqueuses avec du pétrole brut. Ces contaminants, en particulier la salinité, peuvent entraîner l'encrassement et la corrosion des échangeurs de chaleur (préchauffeurs de brut), en particulier les systèmes de tête dans les unités de distillation de brut [15].

Donc l'objectif sera de Eliminer :

- L'eau « Déshydratation »
- Les sels « Dessalage »

Pour :

- Répondre aux spécifications commerciales « BSW < 1% et Salinité < 40 mg » -
Limiter les pertes de charge et la corrosion dans les pipes de transport.

I.3.3 Les sels

La plupart des puits renvoient du pétrole anhydre pendant la production, mais ont toujours des charges de sel variables, et au cours de la durée de vie du puits, ce niveau a tendance à augmenter périodiquement. La composition chimique de ces sels varie, mais les sels les plus couramment trouvés dans le pétrole brut sont le sodium, chlorures de calcium et de magnésium.

Le sel se présente généralement sous deux formes :

- Sous forme cristalline ;
- Se dissout dans de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole brut.

En général, la répartition des sels de chlore est la suivante [15] :

- Na Cl ® 70-80%
- Mg Cl₂ ® 10-20%
- Ca Cl₂ ® 10%



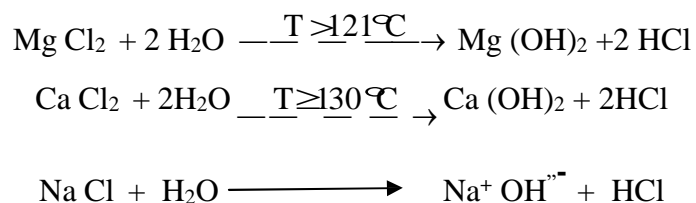
Figure I.1 : Chlorure de Sodium

En plus de ces sels, on trouve des carbonates et des sulfites. On trouve également des argiles brutes, des sables et des sédiments composés de sulfures de fer, de composés de vanadium et d'aluminium. Celles-ci sont décantées pour former une boue qui coule au fond du dessalinisateur.

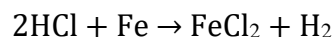
Les sels et solides résiduels dans l'huile provoquent de nombreux phénomènes néfastes et rendent le raffinage difficile. Au nombre de ceux-ci, on peut mentionner :

- Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage (qui gênera le transfert de chaleur).
- Diminution du coefficient de transfert dans la batterie échangeurs, car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur, d'où une augmentation de température de peau ou risque ruptures des tubes.
- La dégradation de la qualité des résidus.
- Changement des paramètres de marche des unités.
- Surconsommation énergétique au niveau du four.
- Entraînement des hydrocarbures avec les effluents.

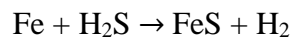
La corrosion : les sels s'hydrolysent, sous l'effet de la température en donnant de l'acide chlorhydrique :



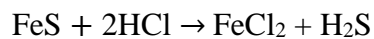
L'acide chlorhydrique (HCl) (en solution aqueuse) attaque le fer suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence de sulfure d'hydrogène (H₂S) :



Alors le (HCl) formé précédemment rentre en réaction avec (FeS) qui n'est pas soluble dans l'eau :



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides.

Pendant le traitement du pétrole brut, la décantation provoque une séparation de l'eau libre en raison des différences de densité, mais une petite quantité d'eau saturée en sel reste à l'interface eau-huile, où se forme l'huile-eau. Une "couche d'émulsion" dans laquelle les fines molécules d'eau et d'huile sont fortement liées et difficiles à séparer.

I.3.4 Généralités sur l'émulsion

La salinité du pétrole brut est liée à la quantité d'eau dans le pétrole brut car les sels se dissolvent dans l'eau mais pas dans le pétrole brut. Cette eau existe sous forme d'émulsion [16].

Les émulsions sont constituées de deux liquides non miscibles (l'un dispersé dans de minuscules gouttelettes de l'autre) qui sont stabilisés par un émulsifiant [17].

Les petites gouttelettes constituent la phase interne ou dispersée, tandis que la phase principale est appelée phase externe ou continue, de sorte que deux types d'émulsions peuvent être distingués dans le domaine pétrolier [18].

- Emulsion hydrophobe : Gouttelettes d'eau dans un milieu huileux concentré.
- Émulsion hydrophile : Milieu concentré de gouttelettes d'huile dans l'eau.

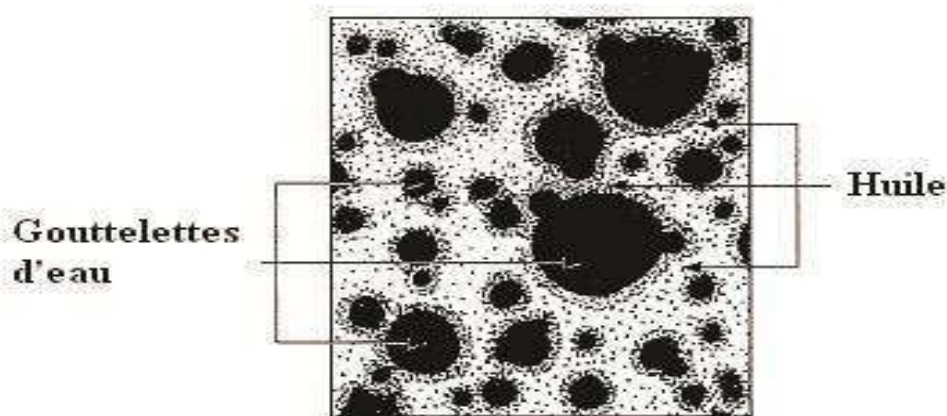


Figure I.2 : Emulsions d'eau dans l'huile

I.3.4.1 Conditions de formation d'une émulsion

Les émulsions rencontrées dans la production pétrolière sont généralement du type eau dans l'huile (hydrophobes), où la phase continue est de l'huile et la phase dispersée est de l'eau.

Pour la formation de cette émulsion, trois conditions sont distinguées [19] :

- Immiscibilité de deux liquides.
- Possède suffisamment d'énergie pour disperser l'eau dans le pétrole brut.
- Persistance des émulsifiants dans le pétrole brut.

Les émulsifiants peuvent être du bitume, des résines, des acides organiques, des paraffines, des solides solubles dans l'huile et certains solides finement divisés tels que les sulfates de fer, de zinc et d'aluminium, le carbonate de calcium, l'argile siliceuse et le sulfure de fer.

Ces dernières se concentrent donc à l'interface eau-huile, formant une barrière autour des gouttelettes d'eau, empêchant ainsi leur coalescence et stabilisant ainsi l'émulsion.

I.3.4.2 Principe de l'émulsion :

Le principe des émulsions s'explique par l'existence de deux forces opposées : la tension interfaciale des deux liquides tend à homogénéiser chaque phase, et la résistance du film interfacial empêche cette fusion dans la phase dispersée [19].

Ainsi, la réduction de l'émulsion se réduit à la destruction de la membrane interfaciale par action chimique ou électrique. Grâce à l'action de moyens chimiques, électriques et mécaniques, les gouttelettes dispersées peuvent fusionner. Une fois que les gouttelettes d'eau se sont réunies et ont fusionné, le processus de séparation des deux phases peut être accompli par simple gravité.

I.3.4.3 Paramètres de stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à l'endommagement dépend principalement des facteurs suivants [20] :

- La taille des gouttelettes (plus le diamètre est petit, plus l'émulsion est stable).
- Tension superficielle (réduction de la tension interfaciale de deux liquides par la présence de substances émulsifiantes, aquatiques).
- Densité (plus la différence de densité entre les deux phases est faible, plus la stabilité de l'émulsion est grande).

- Charge (les charges de même signe augmentent la répulsion entre les gouttelettes, stabilisant ainsi l'émulsion).
- Âge de l'émulsion (plus l'émulsion est ancienne, plus le traitement est difficile).

I.3.4.4 Types d'émulsions

Il existe différents types d'émulsions, comme la montre là (Fig. I.3).

Les émulsions simples dans lesquelles des gouttelettes d'eau ou des gouttelettes d'huile sont dispersées dans de l'huile ou de l'eau sont appelées E/H et H/E.

Il existe également des structures plus complexes, dites double-émulsions ou multi-émulsions, dans lesquelles la phase dispersée contient à nouveau des gouttelettes. Les deux types d'émulsions doubles sont appelées E/H/E et H/E/H, où les phases la plus interne et la plus externe sont aqueuses ou huileuses. [21]

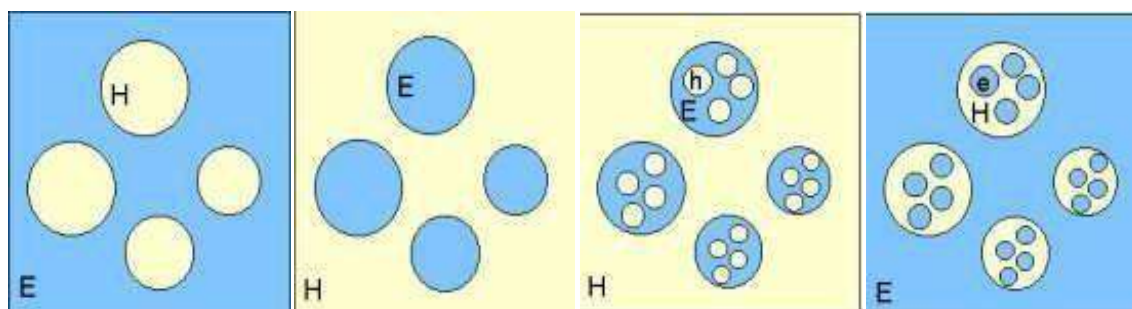


Figure I.3 : Les différents types d'émulsions.

I.3.4.5 Etapes de désintégration des émulsions

Deux forces s'opposent : les tensions inter faciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film inter facial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films inter faciaux par une action chimique ou électrique.

Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques.

Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées, ont fusionné la séparation par gravité peut effectuer

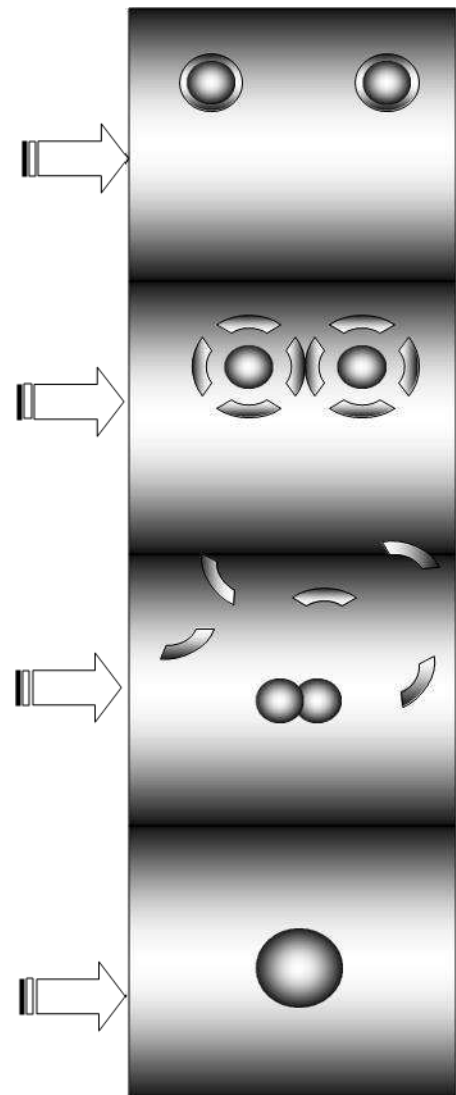


Figure I.4: Principe de l'émulsion [9]

I.3.4.6 Processus physico-chimiques

Les Phénomènes physiques liés au dessalage [5] :

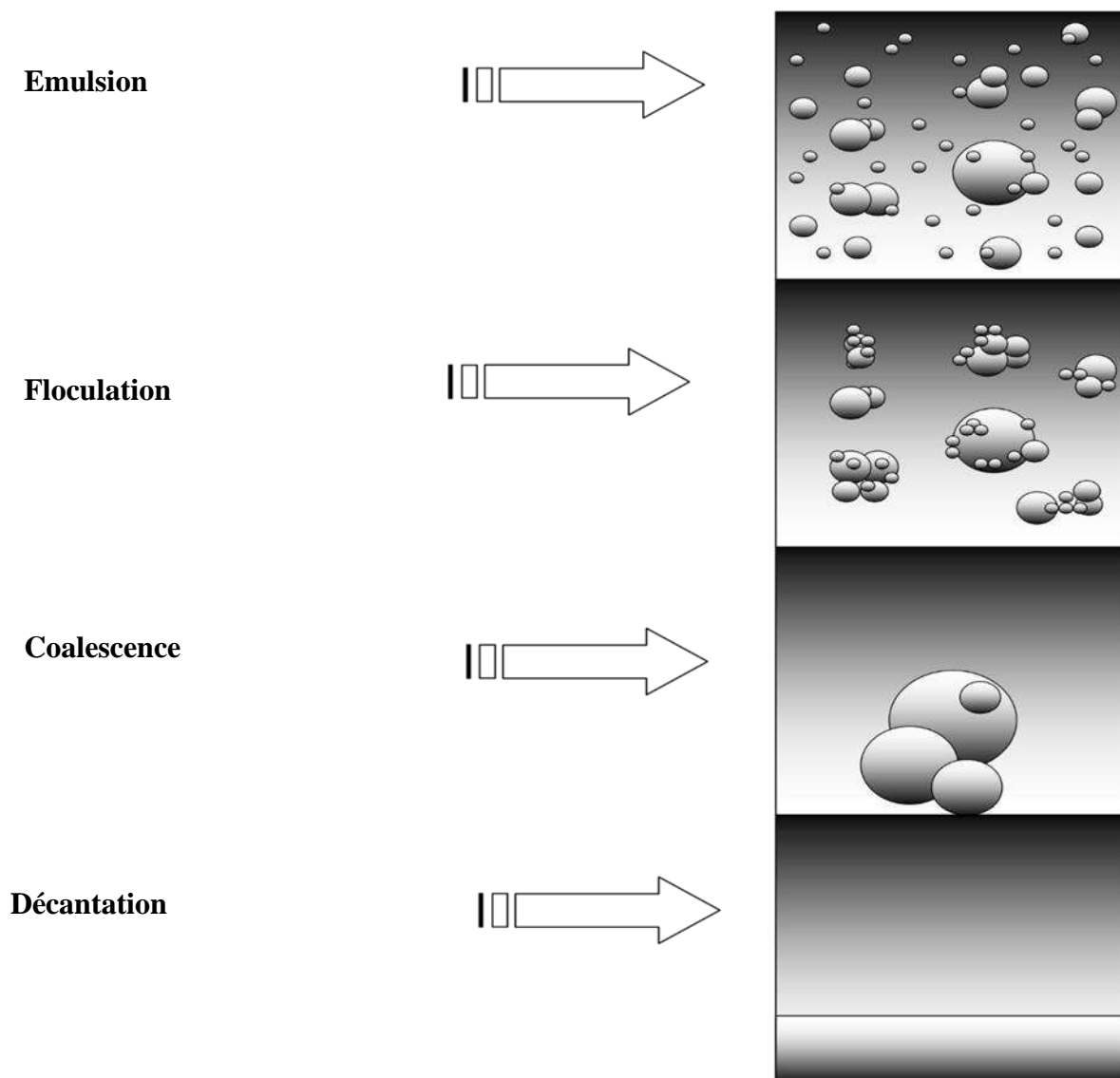


Figure I.5 : Les Phénomènes physiques liés au dessalage [9]

I.3.4.7 Coalescence des gouttelettes d'eau

Les émulsions d'eau et d'huile sont souvent stabilisées par l'ajout de molécules polaires telles que l'asphalte ou des solides finement divisés. Ces composés agissent comme des agents stabilisants, rendant l'émulsion difficile à séparer. Cependant, lors du processus d'électrodésionisation, l'application d'un champ électrique contribue à rompre la barrière formée par ces molécules polaires autour des gouttelettes d'eau, favorisant ainsi la coalescence

des gouttelettes et permettant à l'eau de se séparer de l'huile. La coalescence des gouttelettes d'eau dans les émulsions eau-huile repose sur deux mécanismes :

Le mouvement induit par l'attraction et le champ électrique entre les gouttelettes. Cette force d'attraction est calculée à partir d'une équation et est proportionnelle à la distance entre les centres des gouttelettes (d), au rayon des gouttelettes (a) et au champ électrique (E).

L'agglomération dépend également de la vitesse de lavage et de la viscosité cinématique du pétrole brut. Pour favoriser la coalescence, il est nécessaire d'augmenter le champ électrique, de réduire la distance entre les gouttelettes et d'augmenter le rayon des gouttelettes en ajustant le débit d'eau de lavage et le taux de coalescence.

De plus, la viscosité de la phase continue (la phase plus grossière de l'émulsion) diminue avec l'augmentation de la température. Il convient de noter que la valeur maximale du champ électrique ne doit pas dépasser 20 000 volts/cm.

Où :

F : la force d'attraction.

$$F = K * E^2 * \frac{a^6}{d^4} \quad (I-1)$$

a : est le rayon des gouttelettes.

d : la distance entre les centres des gouttelettes en coalescence.

k : la constante.

E: le champ électrique.

Vc : la vitesse de coalescence

Où :

X : le taux de lavage.

μ : La viscosité dynamique du brut (kg/h.m).

I.3.4.8 Décantation

Lors du processus de dessalage, les petites gouttelettes d'eau présentes dans le brut se regroupent pour former des gouttes plus grosses qui ont une densité plus élevée. Ainsi, ces gouttes se déposent naturellement au fond du dessaleur. La vitesse de ce processus de décantation est régie par la loi de Stokes.

$$V_d = K * a^2 * \frac{d_d - d_c}{\mu}$$

Où :

a : est le rayon de la gouttelette d'eau.

d_d : la densité de la phase dispersée (eau).

d_c : la densité de la phase continue (brut).

Et Pour améliorer la décantation, il est possible de recourir à plusieurs méthodes telles que :

- Augmenter la taille des gouttelettes d'eau en augmentant la quantité d'eau injectée et en utilisant des dés émulsifiants.
- Utiliser une température élevée dans le dessaleur afin de réduire la viscosité de la phase continue.[22]

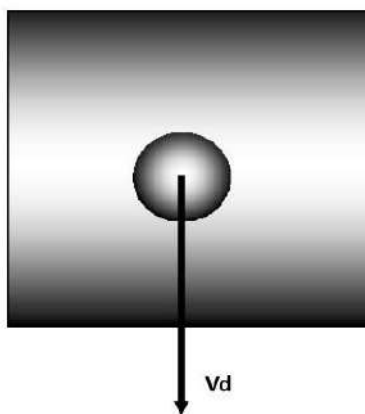


Figure I.6 : schéma présentatif de décantation. [22]

I.3.5 Paramètres influents le dessalage

I.3.5.1 Température

La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, l'augmentation de la température pour conséquence de : - Diminuer la viscosité du brut.

- Diminuer la densité du brut
- Augmenter la probabilité de rencontre entre les gouttelettes.
- Augmente la vitesse de coalescence et décantation

Généralement la température de chauffe ne doit pas dépasser les 90°C.

I.3.5.2 Injection d'eau de lavage

L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sels et à les dissoudre, la force d'attraction entre les gouttelettes est très influencée par le taux de lavage. L'objectif est d'obtenir une émulsion suffisamment fine dont la taille varie en fonction du taux de lavage appliqué. Le mélange eau/huile est réalisé à travers une vanne de mélange dont le réglage est ajusté de manière à obtenir une émulsion aussi fine que possible. Il est généralement entre 2 et 8 % en volume par rapport à la quantité de brut traité. Il sert aussi à diluer l'eau de gisement pour abaisser la teneur en sel [22].

I.3.5.4 Agitation

Une énergie d'agitation importante diminue le diamètre des gouttes et tend à stabiliser l'émulsion. Une agitation peu violente facilite la rencontre entre les gouttes et améliore la coalescence. (Ex. Turbulences dans les pipes, DP vanne de mixage, ...). L'émulsion la plus régulière semble obtenue par la vanne du type : clapet double siège. Les ΔP vont de 0,2 à 1,2 bar et la valeur de 0.5 bar est en général suffisante [22].

I.3.5.5 Produits chimiques

Produits commerciaux dits DESEMULSIFIANT :

- Type : tensioactif (agent agissant en surface) : sélection du produit à déterminer après les essais sur site.
 - CHIMEC R998, CHIMEC3222A, PROCHINOR 2558, Bekar, NalcoEC2016B
- Taux optimal :
 - Taux optimal à déterminer est généralement entre 0 et 20 ppm vol.
 - Le choix de désémulsifiant dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc.

I.3.5.6 Champ électrique

La coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par ajout de désémulsifiant et par l'utilisation d'un champ électrostatique créé entre deux électrodes. Le courant électrique est appliqué à une série de plaques à l'intérieur du dessaleur, identifié comme « grillage électrique ».

Lorsque que le brut entre en contact avec le grillage électrique, le courant active les molécules d'eau qui en se déplaçant plus rapidement se frappent entre elles.

La figure ci-dessous exprime Le courant utilisée dans le dessaleur

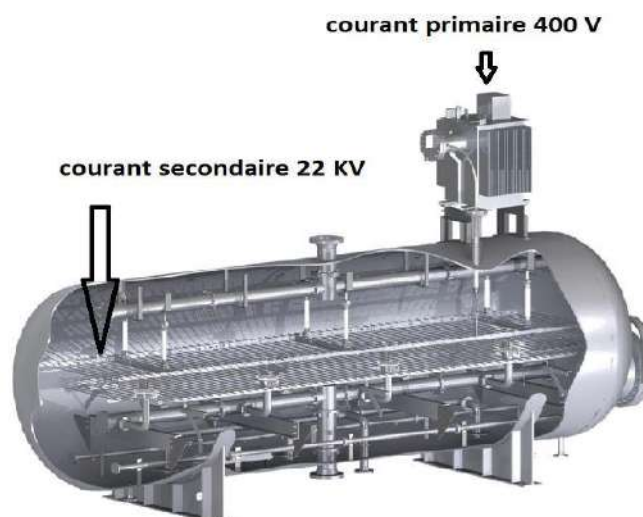


Figure I.7 : le courant utilisé dans le dessaleur

I.3.5.7 Niveau interface

Le niveau d'interface doit être vérifié à l'aide des connexions d'échantillonnage, car ils peuvent indiquer la présence d'une couche d'émulsion épaisse ou une défaillance de l'instrument de niveau d'interface [22].

I.4 Conclusion

A partir de ce chapitre en conclu que le dessalage est une étape essentielle du processus de raffinage qui permet d'obtenir des produits pétroliers de haute qualité et de protéger les équipements de raffinerie.

Chapitre II

Présentation des unités de dessalage UTBS & Ourhoud

II.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre on parle sur UTBS et D'OURHOUD sont des unités utilisées pour le traitement du brut non stabilisé. UTBS signifie 'Unité de traitement de brut Sud 'et d'Ouhroud est une usine de traitement de pétrole brut en Algérie au juste dans le champ de Hassi Messaoud. Les deux unités sont conçues pour traiter le brut non stabilisé en le séparent en différents produits tels que le Gaz, L'essence, Le diesel et le pétrole brut. Ces unités sont cruciales pour le traitement du pétrole brut et la production de produits pétroliers raffinés.

II.2 Présentation de la zone d'étude

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud a été subdivisé en 25 zones de production, qui sont des ensembles de puits communiquant entre eux et drainant conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Chacune de ces zones a un comportement propre en termes de pression de gisement, ce qui a permis de les différencier en fonction de leur évolution de pression en fonction de la production.

Cependant, il convient de noter que le critère de pression ne peut pas être le seul critère de caractérisation des zones. D'autres facteurs tels que la qualité du pétrole, la profondeur du réservoir, la perméabilité du réservoir, la température et la présence d'eau ou de gaz associés peuvent également jouer un rôle important dans la caractérisation des différentes zones de production.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ [23].

Le gisement d'Ourhoud est un champ pétrolifère situé dans le bassin de Berkine à 200 km au sud de la ville de Hassi Messaoud. Il a été découvert en 1994 et développé par Sonatrach. Les réserves prouvées totales du gisement d'Ourhoud sont d'environ 1 milliard de barils et la production est centrée sur 250 000 barils par jour.

Le champ pétrolier d'Ourhoud est créé en 1997 et l'opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ Ourhoud est l'organisation d'Ourhoud. L'organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par la Sonatrach et de ses partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, ConocoPhillips, Talisman) au bénéfice du projet. Les dates clés de l'organisation d'Ourhoud sont les suivantes :

- 09 Janvier 97 : Signature de l'accord cadre
- 01 Juillet 97 : création de l'organisation Ourhoud (opérateur délégué par Sonatrach).
- 01 Août 98 : présentation du dossier Exploitation Licence Association (ELA) au Ministère de l'Énergie.
- 27 Octobre 98 : signature par les parties de la Procédure d'Opérations Unitisées (P.O.U)
- 21 Avril 99 : attribution du permis d'exploitation par le Ministère de l'Énergie.
- 25 Mars 2000 : début des travaux de préparation du site des installations de production (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) par GCB, ERGTS et ENAGEO
- 2002 : début de la production.[24]

II.2.1 Présentation générale de l'UTBS

L'UTBS est conçu pour recevoir et traiter le pétrole déstabilisé de six champs satellites existants dans la région de Hassi Messaoud Sud et transporter le pétrole stabilisé vers le centre de stockage de Haoud El Hamra via un pipeline CIS-HEH de 24 pouces

Le traitement consiste à dessaler et stabiliser le pétrole brut du satellite. Le gaz d'accompagnement est utilisé comme gaz combustible et le surplus est acheminé vers le système GPL situé au CIS. L'eau nécessaire au lavage du pétrole brut proviendra de deux puits d'Albien. L'eau huileuse traitée est envoyée vers l'unité d'injection d'eau ou en secours vers le réservoir d'évaporation. L'UTBS comprend les unités suivantes :

- Un réseau de collecte de brut (6 pipelines) pour transporter le pétrole instable des satellites existants vers de nouvelles installations.
- Trois usines de traitement du pétrole brut pour dessaler et stabiliser le pétrole brut de ces satellites.
- Unité de compression à 4 tirages.
- Unités de traitement d'huile non standard et réservoirs de stockage d'huile non standard.
- 4 réservoirs d'huile stabilisés. • Pompe à huile stabilisée.
- Système d'injection d'huile stable.
- Unité de traitement des huiles et des eaux.
- Canalisations de distribution (pétrole stabilisé, gaz associé, eau traitée).
- Système d'alimentation requis pour les unités de traitement.

Les systèmes utilisés nécessaires aux unités :

- Gaz combustible.

CHAPITRE II : PRESENTATION DES UNITES DE DESSALAGE UTBS & OURHOUD

- Torches.
- Drains fermés.
- Eau brute.
- Eau potable.
- Drains ouverts.
- Traitement des eaux huileuses.
- Stockage et expédition de l'eau traitée.
- Azote.
- Traitement de l'huile de lubrification.
- Stockage et distribution de diesel.
- Injection de produits chimiques.
- Station d'épuration des eaux usées.
- Eau incendie.
- Emulseur.[20]

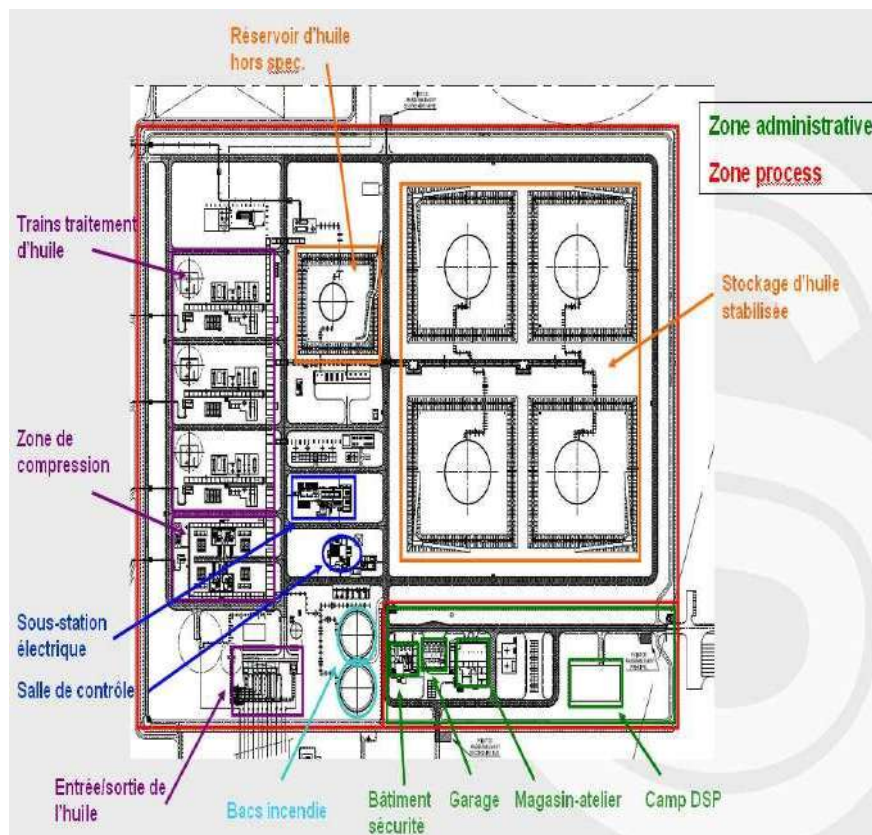


Figure II.1: Plan général de l'UTBS. [24]

II.2.1.1 Manifold de production

Les puits de production alimentent une plate-forme satellite existante où se déroule la séparation initiale pétrole/gaz/eau. Sur chaque plate-forme satellite, le pétrole brut instable sera pompé d'un séparateur triphasique à travers un nouveau réseau de collecte vers une installation existante du CIS (Complexe Industriel Sud) ou une nouvelle unité UTBS.

Les distributeurs se composent de deux distributeurs : Trois unités d'huile et une unité de 24 pouces fonctionnant à pression (13,5 bar) en phase liquide pour alimenter des systèmes non spécifiés et une basse pression (13,5 bar) fonctionnant en phase mixte pour alimenter en huile des systèmes non spécifiés par pression (3 bar) les pompes de jusqu' à 2 satellites d'unités de 16 pouces ne fonctionnent pas.

Le traitement consiste en un dessalement et une stabilisation du pétrole brut, qui peut être stocké dans quatre réservoirs à toit flottant d'une capacité de 50 000 m³ chacun. L'huile stabilisée est transportée vers CIS puis vers HEH par une unité de pompage de navire composée de 4 pompes de surpression et de 4 pompes d'exportation.

Le gaz associé à la stabilisation du pétrole est utilisé comme gaz combustible sur le site et le surplus est comprimé dans quatre trains de compression pour être transporté vers la CIS. [24]

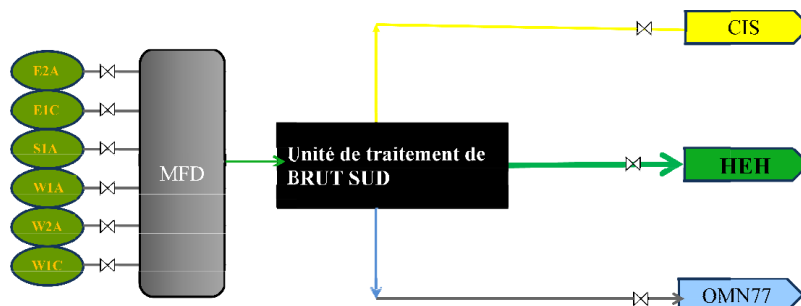


Figure II.2 : Réseau de collecte du brut. [24]

II.2.1.2 Trains de stabilisation

L'UTBS se compose de trois unités identiques de traitement du pétrole, chacune capable de produire 100 000 barils de pétrole stabilisé par jour.

Trois unités de traitement de pétrole brut nous permettront d'atteindre les spécifications de TVR, de salinité et de teneur en eau requises pour la commercialisation du pétrole brut stabilisé. La séparation du pétrole, de l'eau et du gaz s'effectue en deux étapes. Le premier étage de séparation est constitué d'un réservoir de séparation triphasique et le deuxième étage est constitué d'un réservoir de séparation biphasique.

L'huile est envoyée du séparateur biphasique au module de dessalement par la pompe d'alimentation du dessaleur. L'ensemble de dessalement réduit la teneur en BSW à 0,1 % et la salinité à 40 mg/l pour répondre aux spécifications marketing requises. L'huile dessalée est acheminée vers la colonne de stabilisation, 20 % du flux est acheminé directement en tête de colonne et 80 % du flux est acheminé vers le préchauffeur de la colonne de stabilisation.[24]

II.2.1.3 Compression de gaz

L'unité de traitement de brut sud dispose de quatre trains de compression de gaz de flash identiques. Ces trains reçoivent le gaz associé issu des séparateurs tri-phasiques, bi-phasiques et des colonnes de stabilisation des trois trains, qui est ensuite dirigé vers le collecteur commun de gaz de flash fonctionnant à une pression de 4,4 bars. Une partie de ce gaz est utilisée comme combustible au sein de l'UTBS, tandis que le surplus est comprimé et acheminé vers l'unité de GPL située au CIS. [24]

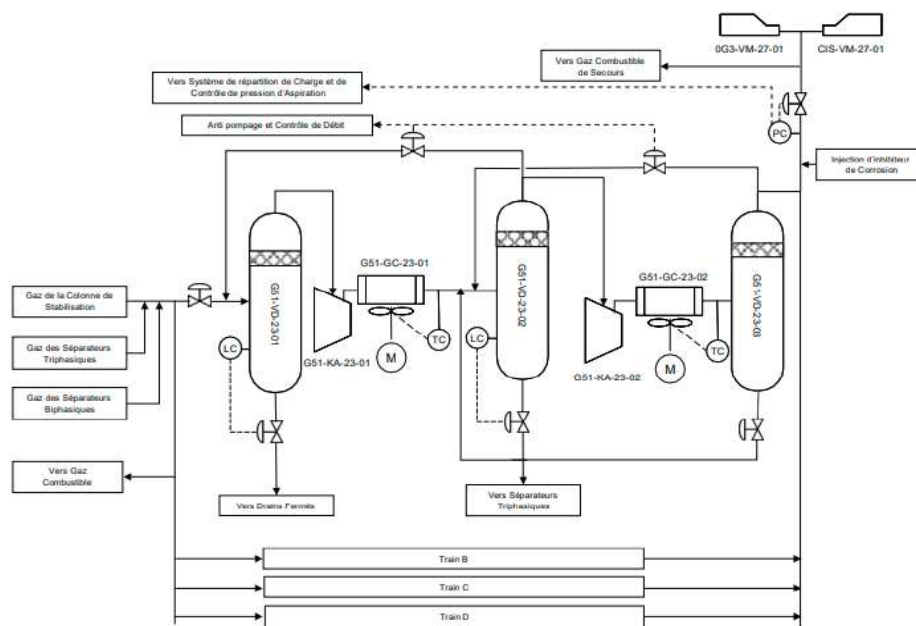


Figure II.3 : Compression de Gaz. [24]

II.2.1.4 Unité de traitement des eaux huileuses

Le système de traitement des eaux huileuses a pour objectif de diminuer la concentration d'hydrocarbures et de matières en suspension dans l'eau traitée avant qu'elle ne soit stockée dans le réservoir tampon. Cette eau traitée est ensuite envoyée vers le stockage pour être réinjectée dans un puits ou, en cas d'urgence, vers le bassin d'évaporation. [24]

II.2.1.5 Système d'huile hors –spec

Le système d'huile hors-spécification est rarement utilisé, sauf dans des situations exceptionnelles telles que le démarrage de l'installation ou le déclenchement d'une ou plusieurs unités de traitement d'huile, ou encore en cas de colonne de stabilisation présentant une TVR trop élevée. [24]

II.2.1.6 Réseau de torches

Les systèmes de torchage ont pour objectif de rassembler tous les gaz issus des processus de Production, notamment lors de l'indisponibilité temporaire des installations de compression des gaz, d'un arrêt d'urgence, d'une décompression volontaire ou de l'ouverture de soupapes de sécurité. Ils visent à transférer ces gaz collectés vers la torche appropriée, tout en séparant les liquides éventuels. Les gaz sont ensuite brûlés et les liquides séparés sont recyclés vers le procédé. [24]

II.2.1.7 Bacs de stockage

Une fois traitée par les aéroréfrigérants, l'huile produite dans les différentes unités de traitement est dirigée vers les bacs de stockage à toit flottant via un collecteur commun d'huile stabilisée. Un analyseur en ligne de TVR est utilisé pour contrôler la qualité de l'huile qui est acheminée vers les bacs. Quatre bacs à toits flottants, d'une capacité de 50 000 m³ chacun, sont disponibles pour le stockage de l'huile. Chaque bac peut contenir approximativement la quantité d'huile produite en une journée par l'UTBS. [24]

II.3.1 Réception du brut

Le brut extrait des puits producteurs est transporté vers les plateformes satellites existantes, où une première séparation huile/gaz/eau est effectuée. Ensuite, le brut non stabilisé est pompé depuis le séparateur triphasique vers les installations existantes du CIS ou vers l'UTBS, en utilisant le nouveau réseau de collecte. Un ensemble de connexions est réalisé pour relier les plateformes satellites existantes au nouveau réseau de collecte. Le brut non stabilisé est acheminé via le nouveau réseau de collecte vers le manifold M01, situé à l'entrée de l'UTBS. Cependant, il est important de noter que l'huile brute ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant car elle peut dégazer.

Trois unités de traitement d'huile, chacune ayant une capacité de 100 000 barils par jour, sont mises en place pour convertir le brut en huile stabilisée qui répond aux normes d'exportation. Pour atteindre ces spécifications, plusieurs étapes sont nécessaires. Tout d'abord, l'huile est dégazée et réchauffée dans les séparateurs triphasiques, diphasiques et le réchauffeur d'huile. Ensuite, le dessalage est effectué grâce à deux séparateurs électrostatiques montés en série. Le brut est ensuite stabilisé dans une colonne de stabilisation avec préchauffage de l'huile en amont et rebouillage avec un four. Enfin, le brut stabilisé est refroidi en vue de son stockage par l'intermédiaire des préchauffeurs de la colonne de stabilisation, des réchauffeurs d'huile et des aéroréfrigérants d'huile stabilisée. [24]

II.3.2 Traitement du brut

Pour stocker et expédier l'huile brute, celle-ci doit respecter certaines spécifications, notamment une pression de vapeur de TVR compatible avec le stockage à température ambiante, une salinité inférieure ou égale à 40 mg/l et une teneur en eau insoluble inférieure ou égale à 0,1%. L'UTBS se compose de trois trains identiques, chacun comprenant un séparateur triphasique, un séparateur diphasique, un réchauffeur d'huile, un package de dessalage, une colonne de stabilisation, un rebouilleur et des réfrigérants d'huile stabilisée. Le package de dessalage comprend deux étages de dessalage et des pompes de recyclage d'eau pour chaque étage. Les réfrigérants d'huile stabilisée sont constitués de trois baies contenant deux faisceaux chacune.[20]

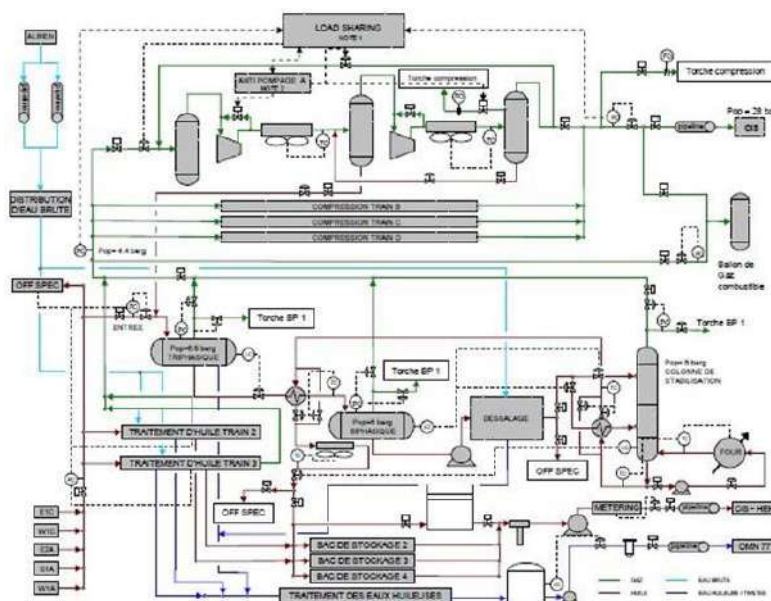


Figure II.4 : schéma général de fonctionnement d'UTBS. [24]

II.3.2.1 Séparateur triphasique

Le séparateur triphasique est la première étape de séparation de l'eau, de l'huile et du gaz. Il reçoit l'huile directement des satellites et fonctionne à 6,5 bars avec des temps de rétention de 3,7 minutes pour l'huile et 20 minutes pour l'eau. Le gaz est envoyé à l'unité de compression via le collecteur de gaz séparateur, tandis que l'huile est envoyée vers le réchauffeur d'huile par un contrôleur de niveau. Étant donné la faible quantité d'eau dans le brut provenant des satellites, l'eau du processus est collectée dans un appendice appelé "boot" puis envoyée à l'unité de traitement des eaux huileuses par un contrôleur de niveau. L'huile est chauffée à 70°C, la température optimale pour le package de dessalage, en passant par les tubes du réchauffeur d'huile côté chambre. L'échange thermique nécessaire est fourni par l'huile stabilisée chauffée à 120°C provenant du fond de la colonne et passant côté calandre des échangeurs. Les réchauffeurs d'huile et les préchauffeurs de la colonne de stabilisation font partie du schéma d'intégration thermique de l'unité, permettant de récupérer une partie de la chaleur de l'huile chaude stabilisée en fond de colonne. Les réchauffeurs d'huile sont également constitués de deux calandres en série, chacune pouvant être contournée.[24]

II.3.2.2 Séparateur diphasique

Le deuxième étage de séparation huile/gaz est assuré par le séparateur diphasique qui reçoit de l'huile chauffée à 70°C en provenance du réchauffeur d'huile. Ce séparateur fonctionne à une pression de 5 bars et avec un temps de rétention de 3,2 minutes pour l'huile. Le gaz de flash généré par la chauffe dans le réchauffeur d'huile et la détente dans le séparateur diphasique est envoyé sous contrôle de pression vers l'unité de compression via le collecteur de gaz de flash, tandis que l'excès de gaz est dirigé vers la torche basse pression de l'unité. Quant à l'huile, elle est pompée depuis le séparateur diphasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, à savoir les centrifugeuses verticales.[24]

II.3.2.3 Le package de dessalage

Le système de dessalage, a pour but de réduire la quantité de BSW dans le brut traité à 0.1% volume et la concentration en sels à 20 mg/l équivalent Na Cl (ces valeurs correspondent aux spécifications du design du dessaleur). L'objectif est de respecter les normes d'eau et de sels pour l'huile stabilisée stockée (concentration en sels inférieure à 40 mg/l et BSW inférieure à 0.1% volume en sortie d'UTBS) et d'éviter l'encrassement de la colonne par dépôts de sels.

Pour ce faire, le brut est mélangé avec de l'eau de lavage recyclée du premier et deuxième étage de dessalage, créant une émulsion à l'aide d'une vanne de mélange. Cette émulsion permet une bonne distribution de l'eau de gisement et de l'eau de lavage, diminuant la concentration en sel de la phase aqueuse. Cette émulsion est ensuite séparée en deux phases liquides dans le dessaleur grâce à un champ électrostatique, qui favorise la coalescence des micro-gouttelettes d'eau. Les gouttes de taille plus importante ainsi formées tombent par gravité dans le fond du séparateur électrostatique.

Le champ électrostatique est créé entre deux électrodes, l'une étant reliée à la masse et l'autre reliée à un transformateur HT installé en partie supérieure du dessaleur. Un distributeur à l'entrée du dessaleur assure une distribution optimale de l'huile dans le champ électrostatique. L'eau coalescée dans le premier étage de dessalage est envoyée vers le package de traitement des eaux huileuses. Une partie de l'eau est recyclée vers l'entrée du premier étage grâce aux pompes de recyclage premier étage.

Le brut sortant du premier étage est ensuite mélangé avec de l'eau de lavage (un mélange d'eau brute et d'eau de recirculation vers le deuxième étage de dessalage grâce à une deuxième vanne de mélange recréant ainsi un mélange efficace. Ce mélange est de nouveau coalescé dans le deuxième étage de dessalage grâce à un champ électrostatique. L'eau ainsi séparée dans le deuxième étage de dessalage tombe par gravité dans le fond du séparateur, d'où elle est en grande partie recyclée vers le premier étage grâce aux pompes de recyclage du deuxième étage. Le reste de l'eau est renvoyé vers l'entrée du deuxième étage.

Enfin, pour faciliter la séparation eau/huile à chaque étage de dessalage, une injection de désémulsifiant est effectuée en amont de chaque vanne de mélange.[24]

II.3.2.4 Colonne de stabilisation

La colonne de stabilisation utilise de l'huile dessalée pour enlever les composés les plus légers du brut et atteindre une température de vaporisation supérieure à celle des aérorefrigérants d'huile. Le processus de distillation est utilisé pour séparer les fractions légères de l'huile. 20% du débit est directement alimenté à la tête de colonne, tandis que les 80% restants sont alimentés au préchauffeur de la colonne qui se compose de deux calandres en série. La température de l'huile en sortie du préchauffeur est réglée à 120°C pour optimiser la récupération de chaleur.

La colonne de stabilisation fonctionne à une pression de 5 bars et atteint une TVR d'environ 7 psi en été et de ~10 psi en hiver. La chaleur en fond de colonne est fournie par le rebouilleur.[24]

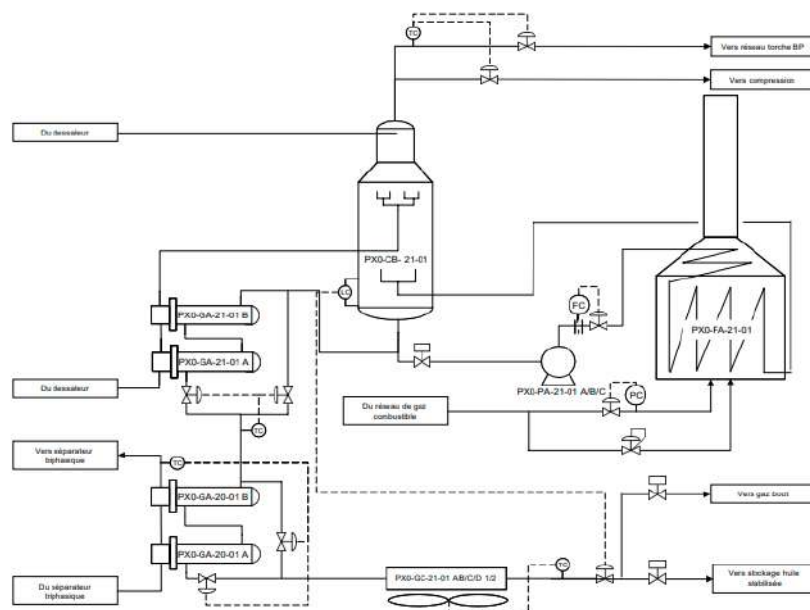


Figure II.5 : Section de stabilisation.[24]

II.4 Description du procédé de dessalage

Le pétrole brut contient souvent des impuretés telles que de l'eau, des sels, des solides en suspension et des métaux solubles dans l'eau, dont la présence peut causer des problèmes de corrosion et d'obstruction dans les installations de traitement et de raffinage. Pour éviter ces problèmes et augmenter le prix de vente du brut, des techniques avancées sont employées pour éliminer les sels et l'eau présents dans le brut. La première étape de ce processus est le dessalage (déshydratation), qui permet de réduire la salinité à moins de 40 mg/l et de maintenir la teneur en BSW (Basic Sediment and Water) inférieure à 1%. L'unité de dessalage joue un rôle crucial dans cette opération en éliminant les sels minéraux par lavage à l'eau, et en récupérant les sédiments encore présents dans le brut. La séparation brut-dessalé/eau s'effectue dans un grand ballon décanteur horizontal. [25]

II.4.1 Le principe de fonctionnement

Le dessalage du brut est nécessaire pour trois raisons principales. Tout d'abord, la présence de sels peut entraîner la formation de dépôts de sel qui obstruent les tuyaux, les conduites et les installations de traitement, réduisant ainsi la production. Deuxièmement, la présence de sels favorise la corrosion électrique et chimique. Enfin, les exploitants sont tenus par contrat de

fournir des bruts avec une salinité inférieure à environ 40 mg de chlorures par litre, afin de répondre aux spécifications commerciales. Pour atteindre cet objectif, l'eau doit être éliminée par déshydratation, tandis que le sel doit être enlevé par dessalage. En éliminant l'eau et le sel, le transport de l'eau dans les pipes est limité, réduisant ainsi les pertes de charge et la corrosion. [25]

II.4.2 Paramètres de marche et leurs influences

II.4.2.1 Niveau d'interface eau/brut

La hauteur de l'eau qui s'est séparée est déterminée par l'électrode primaire, c'est-à-dire l'électrode située le plus bas dans le système. Tout changement important dans le niveau d'eau altère le champ électrique primaire et perturbe le processus de coalescence électrique. [25]

II.4.2.2 Température de dessalage

La température de la charge est un paramètre crucial pour le fonctionnement optimal du dessaleur, étant donné que la viscosité de l'émulsion est très sensible à ce paramètre. Une température inférieure à la plage de températures spécifiée (70°C-150°C) réduit l'efficacité du processus de dessalage en augmentant la viscosité et en rendant plus difficile la séparation de l'eau. De même, des températures supérieures à la plage spécifiée peuvent également réduire l'efficacité de dessalage en raison d'une conductivité électrique accrue du brut. La température affecte également la vitesse de coalescence en raison de son influence sur la viscosité.

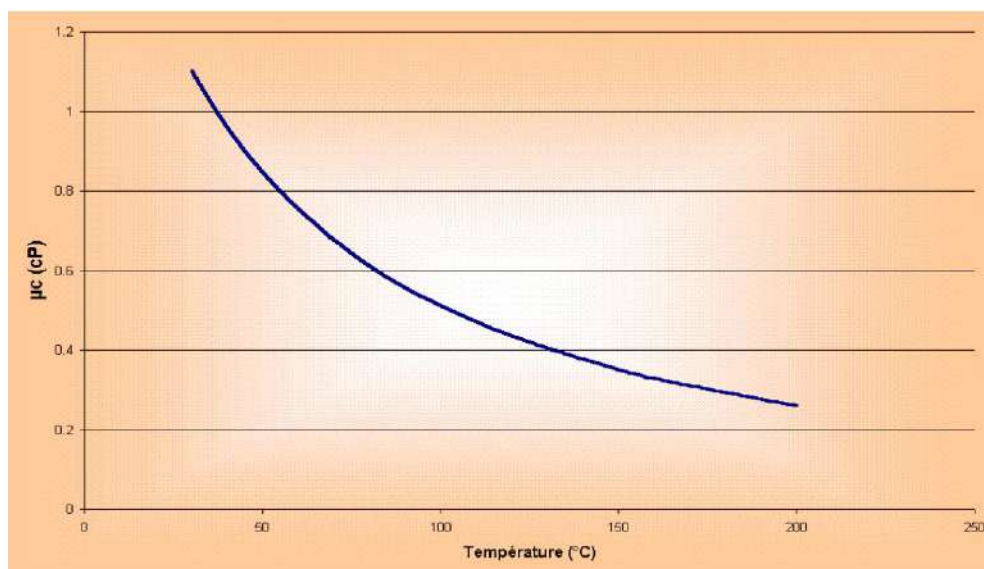


Figure II.6 : Influence de la température sur la viscosité. [25]

- Une température trop basse augmente la viscosité et gêne la décantation.
- Une température trop haute rend le brut trop conducteur, ce qui diminue l'efficacité du champ électrique.[25]

II.4.2.3 Taux de l'eau de lavage

L'eau de lavage est utilisée pour humidifier et dissoudre les cristaux de sel, ce qui affecte considérablement la force d'attraction entre les gouttelettes, également appelée coalescence.

- Le taux de lavage et la température sont des facteurs clés influençant la coalescence.
- Un taux de lavage excessif peut avoir plusieurs conséquences indésirables, notamment une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur.
- Une emprise d'eau avec le pétrole dessalé qui perturbe le processus de dessalage et peut causer de la mousse, qui interfère avec l'opération de dessalage.[25]

II.4.2.4 Point d'injection de l'eau de lavage

Il est préférable d'injecter l'eau de lavage peu agressive dans le refoulement de la pompe de charge avant les échangeurs de préchauffe. De cette façon, tout ou une partie de cette eau peut être mélangée avec le brut à haute température, ce qui permet une économie d'énergie en utilisant la chaleur récupérée du processus de préchauffage. De plus, cette technique permet de minimiser l'agressivité de l'eau de lavage et de réduire ainsi le risque de corrosion des équipements.[25]

II.4.2.5 Nature de l'eau de lavage

Lorsqu'une eau douce fortement oxygénée est utilisée en complément, il est conseillé de la mélanger avec l'eau de procédé, telle que l'eau de la tour de distillation ou de craquage catalytique. Ce processus permet d'éliminer l'oxygène de l'eau douce en réagissant avec les sulfures contenus dans l'eau de procédé.[25]

II.4.2.6 Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange

La pression ne joue pas de rôle dans la salinité du brut, mais elle peut affecter le fonctionnement du dessaleur. Il est essentiel de maintenir la pression dans le dessaleur à un niveau suffisant pour éviter la vaporisation et préserver l'efficacité du dessalage. Cependant, il est difficile de donner des directives précises quant à l'utilisation de la vanne de mélange. Une augmentation importante de la pression différentielle peut entraîner la formation d'émulsions stables difficiles à décomposer.[21]

II.4.2.7 Taux de désémulsifiant

Le dosage du produit désémulsifiant à injecter dépend du type de brut traité et du produit utilisé. Le taux d'injection peut varier de 5 à 50 ppm. Les différents désémulsifiants disponibles sur le marché fonctionnent en neutralisant les agents émulsifiants.[25]

II.4.2.8 Champ électrique

Le champ électrique joue un rôle essentiel dans l'attraction et la coalescence des gouttelettes d'eau salée dispersées dans le brut. En polarisant chaque gouttelette, le champ électrique génère une attraction électrostatique entre les particules, favorisant ainsi leur collision et leur coalescence. Toutefois, il est important de maintenir une tension critique suffisante pour éviter la déformation et la division des gouttelettes, ce qui pourrait compromettre l'efficacité du dessalage.[24]

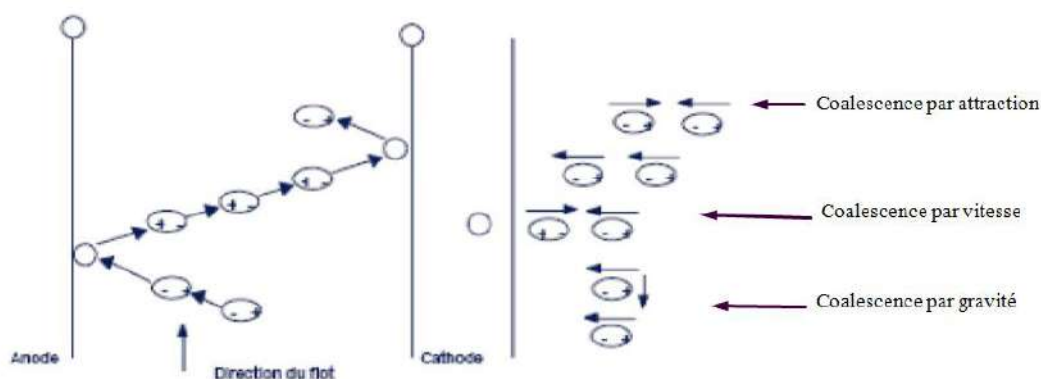


Figure II.7 : Action d'un champ électrique.[26]

II.5 Composition Du Champ D'Ourhoud

Le champ d'Ourhoud dispose des installations suivantes :

- Il y a 66 puits qui produisent de l'huile et 28 puits qui injectent de l'eau dans le champ d'Ourhoud.
- 14 Unités d'injection d'eau et de gaz.
- 09 sources d'eau albiennes et barrémiennes.
- Le Miopliocène compte huit puits qui produisent de l'eau et sept stations satellites.
- Un centre de traitement d'huile brute (CPF ou Central Processing Facilities) possède une capacité de traitement d'huile brute de 230 000 barils par jour et est composé d'un manifold ou d'un Slugcatcher d'arrivée des satellites.

CHAPITRE II : PRESENTATION DES UNITES DE DESSALAGE UTBS & OURHOUD

- Trois trains de traitement de séparation et de stabilisation sont identiques et comprennent une séparation huile, gaz et eau (avec deux séparateurs).
- Un dessalage électrostatique, effectué par deux dessaleurs en série.
- Une colonne de distillation atmosphérique est utilisée pour stabiliser le brut.
- Une installation pour comprimer les gaz de la tête des colonnes avec deux compresseurs.
- Une installation de compression est utilisée pour la recompression des gaz des séparateurs, qui comprennent trois compresseurs.
- Une usine de compression de gaz lift composée de deux turbocompresseurs.
- Une installation pour la compression et la réinjection de gaz avec deux compresseurs.
- Un dispositif de régénération de glycérol et un déshydrateur.
- Une installation pour la gestion des eaux usées.
- Une batterie de six pompes d'injection d'eau.
- 03 réservoirs d'huile stabilisée & 01 réservoir d'huile hors spécification,
- 03 pompes d'expédition HP vers OH3 & 03 pompes d'expédition booster vers PK0,
- 01 unité de fourniture d'utilitaires (air, azote, eau potable).

Il existe un réseau anti-incendie, un bassin d'évaporation, des lits de séchage, un réseau de torches (sept torches) et un réseau de collecte et de services. [24]

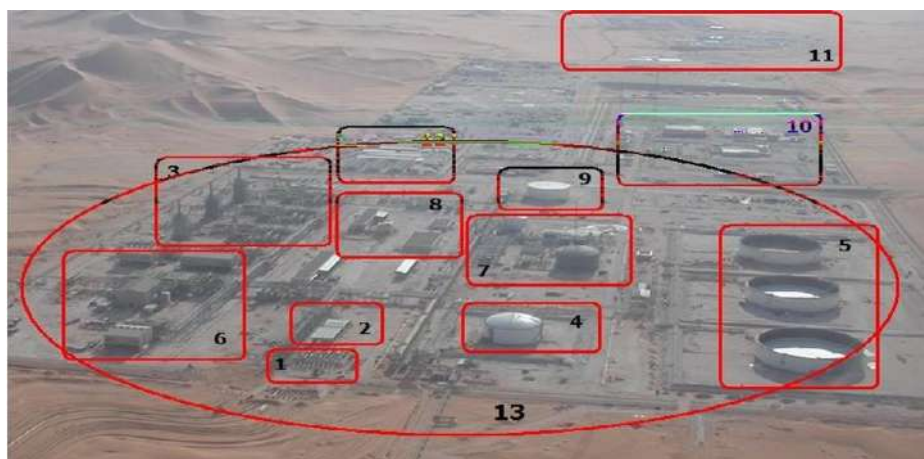


FIGURE II.8 : Le champ d'Ourhoud.[24]

- 1) Arrivées des lignes de collecte principales
- 2) Slugcatcher.
- 3) Trains de traitement d'huile
- 4) Bac off spec pour le stockage du brut non conforme aux normes.

- 5) Bacs de stockage du pétrole brut qui est prés pour l'exportation.
- 6) Système de traitement de gaz
- 7) Système de traitement des eaux pour l'injection.
- 8) Salle de control et laboratoire
- 9) Bac de stockage pour l'eau d'incendie.
- 10) Base industrielle.
- 11) Base de vie Ourhoud.
- 12) Département hygiène et sécurité environnement (HSE).

Central processing facilities. [24]

II.5.1 Procédures d'exploitation du champ

II.5.2 Présentation du CPF (Central Processing Facilities)

Schéma présentatif de processe de traitement

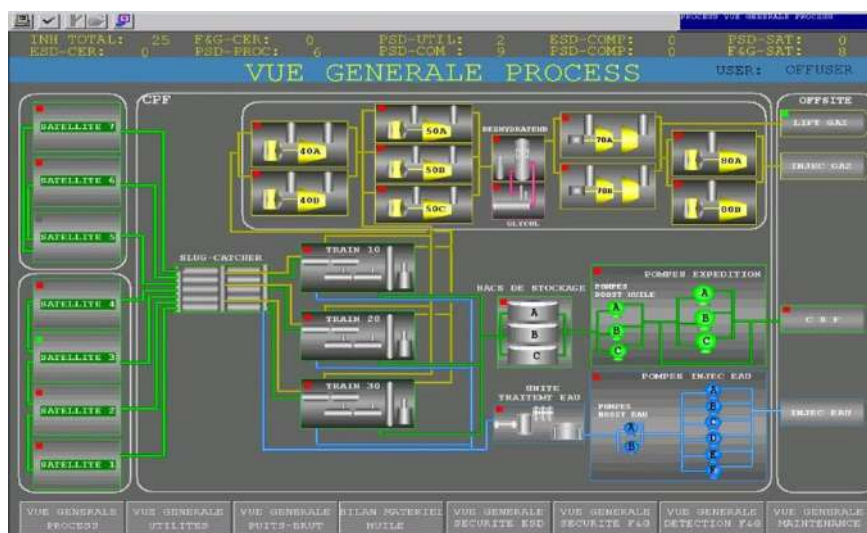


Figure II.9 Présentation du CPF. [24]

II.5.3 Traitement du pétrole brut

Le pétrole est généralement associé au gaz et à l'eau lors de sa production, et leur séparation est réalisée dans des installations appelées séparateurs. Lorsque la pression du fluide est réduite, une partie du gaz dissous est libérée. L'eau est dirigée vers les unités de traitement des eaux huileuses, le gaz est acheminé vers les installations de traitement du gaz, et le sel est extrait de la solution, soit chimiquement, soit par des procédés électriques. Le pétrole brut provenant des

différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites, les arrivées des 7 satellites seront collectés au niveau d'un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher). [24]

II.5.4 Train De Séparation

Il y'a trois trains de séparation d'huiles (10,20 et 30) et chaque train comporte deux séparateurs, deux dessaleurs, une colonne de stabilisation et un four. Le dessaleur de Ourhoud fonctionne de la même manière que l'unité UTBS.

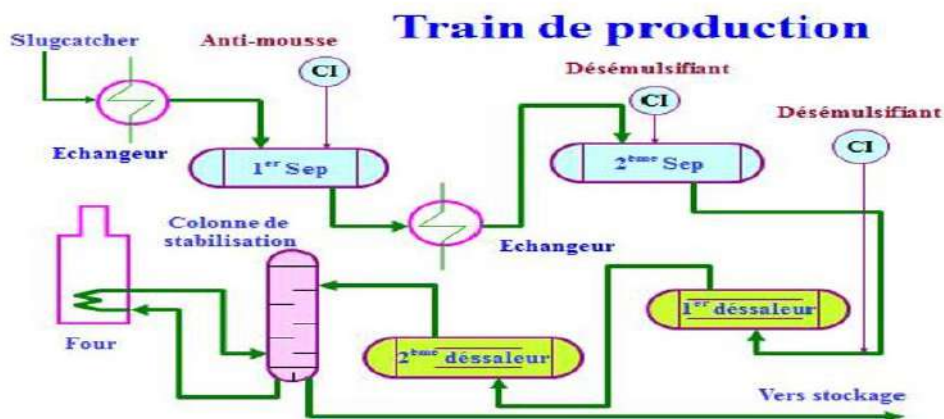


Figure II.10 : Présentation du Train de production d'unité de traitement d'ourhoud. [24]

II.6 Méthode de dessalement dessalage dans les deux unités l'UTBS et Ourhoud

L'unité de traitement de brut UTBS et l'unité de traitement de brut Ourhoud utilisent toutes deux le dessaleur électrostatique comme méthode de dessalement. Le dessalage électrostatique est une technique efficace qui repose sur l'utilisation de champs électriques pour éliminer les particules de sel et les impuretés présentes dans le brut.

II.6.1 Dessaleur électrostatique

Lorsque l'on parle de dessalage et donc de dessaleur, on a l'habitude de penser au dessaleur électrostatique situé en aval de la séparation ou du déshydrateur s'il est présent sur la chaîne de traitement il existe cependant différents types de dessalage selon la composition et le volume des fluides qui circule dans ces ballons. [27]

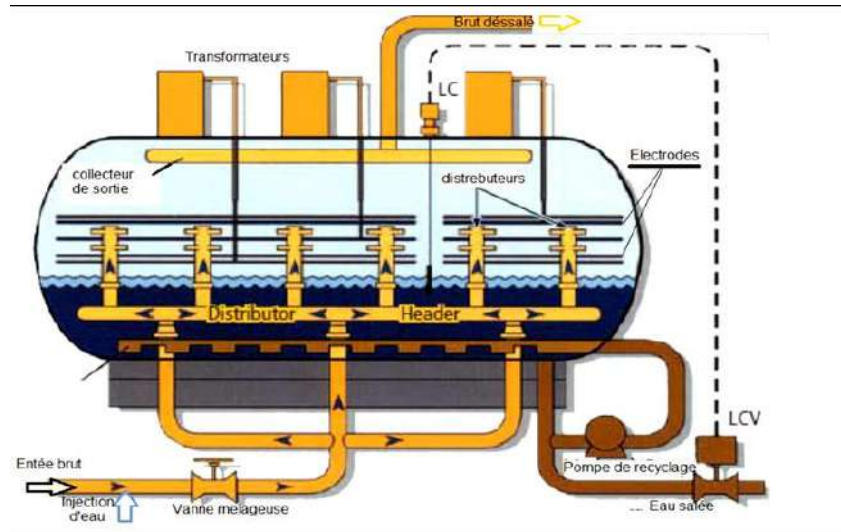


Figure 11 : schéma de dessaleur électrostatique. [27]

II.6.2 Caractéristiques de dessaleur électrostatique UTBS et Ourhoud

Tableau II.1 : Caractéristiques d'un dessaleur électrostatique de L'UTBS et d'ORHOUD.

DESSALEUR	Dimension	Fond	Pression	Température	Transformateur	Volume	Poids
UTBS	300*12000 mm	Hémisphérique	+23 bars	90 °C	390v → 20000 v	92000 L	41838 Kg
ORHOUD	3000*1000 mm	Hémisphérique	31,0 bars	110 °C.	-	77800 L	50400 Kg

II.7 Conclusion

En conclusion de ce chapitre consacré à la présentation des unités de dessalement du pétrole brut UTBS et Ourhoud, nous avons constaté que malgré des contextes différents, le processus de fonctionnement de ces installations est identique.

Les deux unités de dessalement du pétrole brut utilisent des procédés similaires pour extraire les impuretés et les sels présents dans le pétrole, améliorant ainsi sa qualité et sa valeur commerciale. Leur objectif commun est de produire des produits pétroliers de haute qualité répondant aux normes de l'industrie et aux attentes des clients.

Chapitre III

Calculs, Résultats et

Discussion

III. 1. Introduction

Ce travail s'articule autour de la modélisation de dessalage de pétrole brut, au niveau des unités UTBS et Ourhoud. Cependant, ce chapitre est consacré à la présentation des outils et techniques utilisées dans ce travail à savoir : la première, est l'approche de modélisation par bilan de matière La deuxième méthode, est la technique de réseau de neurones artificiel ; qui a été appliquée afin de modéliser l'unité d'Ourhoud ; Ainsi qu'au présentation des résultats et leurs interprétations.

III.2. Outils et techniques utilisés

III. 2. 1. Modélisation par bilan de matière

Le bilan matière ou aussi nommé bilan massique est un calcul qui consiste à évaluer les quantités de produits consommés et à fabriquer dans les transformations chimique et/ou physique d'un procédé donné. Ce calcul permet de connaître les débits à l'entrée et à la sortie de chaque opération unitaire du procédé étudié. Les bilans servent à [28]:

- Calculer l'ensemble des données pour dimensionner et optimiser une installation.
- Permettent de faire des évaluations techniques et économiques du procédé et des unités de procédé à partir de la connaissance de la consommation de matière et d'énergie et du rendement des produits obtenu.
- Le bilan matière approuve et résoudre et/ou valider les conditions de marche optimales d'une unité.

III. 2. 2. Réseaux de neurones artificiels

III.2.2.1. Définition de Réseaux de Neurones Artificiel

Les réseaux de neurones formels sont à l'origine d'une tentative de modélisation mathématique du cerveau humain, est une imitation de cerveau humain biologique [29, 30].

III.2.2.2. Principe de la méthode (RNA)

Un neurone est généralement un élément non linéaire multi-entrée avec une seule sortie [31]. Il est donc une fonction algébrique non linéaire et bornée, dont la valeur dépend de paramètres appelés les poids. Les variables de cette fonction sont habituellement appelées "entrées" du neurone, et la valeur de la fonction s'appelle sa "sortie" [32].

La figure suivante représente l'architecture habituelle et générale d'un neurone formel :

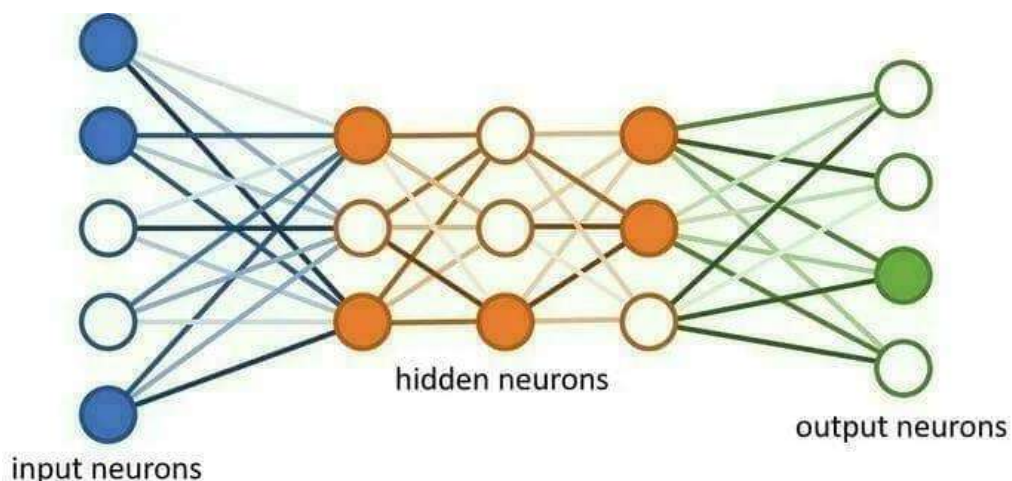


Figure III.1 : Schéma de réseau de neurones est composé des principaux composants

III.2.2.3. Fonctionnement des réseaux de neurones

Le concept de réseau de neurones (figure III. 2) repose sur trois étapes principales :

1. Pour chaque neurone dans une couche, multiplier la valeur d'entrée par le poids.
2. Ensuite, pour chaque couche, additionner toutes les pondérations des neurones et ajouter un biais.
3. Enfin, appliquer la fonction d'activation sur cette valeur pour calculer une nouvelle sortie.

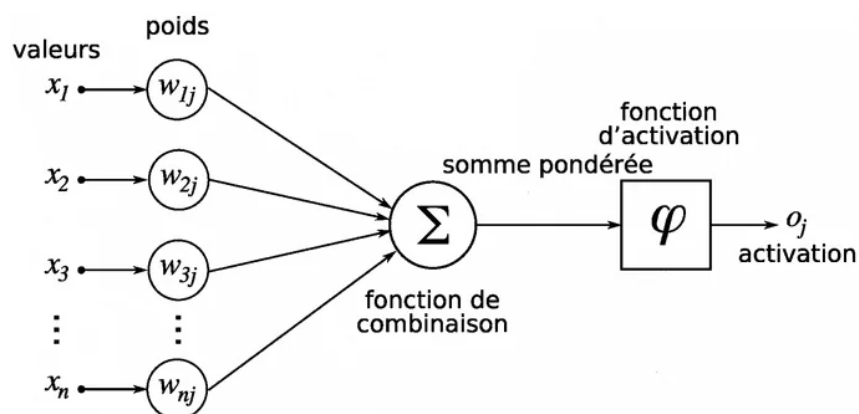


Figure III. 2 : Fonctionnement de réseaux neurones.

III.2.2.4. Organigramme de modélisation

La méthodologie suivit généralement pour la conception d'un modèle non linéaire, comporte les étapes suivantes :

1. Définition de l'objectif de modélisation demandé ;
2. La sélection des entrées du modèle ;
3. Le choix du type de modèle ;
4. La sélection du meilleur modèle ainsi que l'estimation de leurs performances.

Cette méthodologie de la conception de modèles, est inspirée de méthodologies de : Yao Blaise KOFFI [33], Jens Christian Refsgaard [34] et Gérard Dreyfus [35], elle est présentée dans l'organigramme suivant :

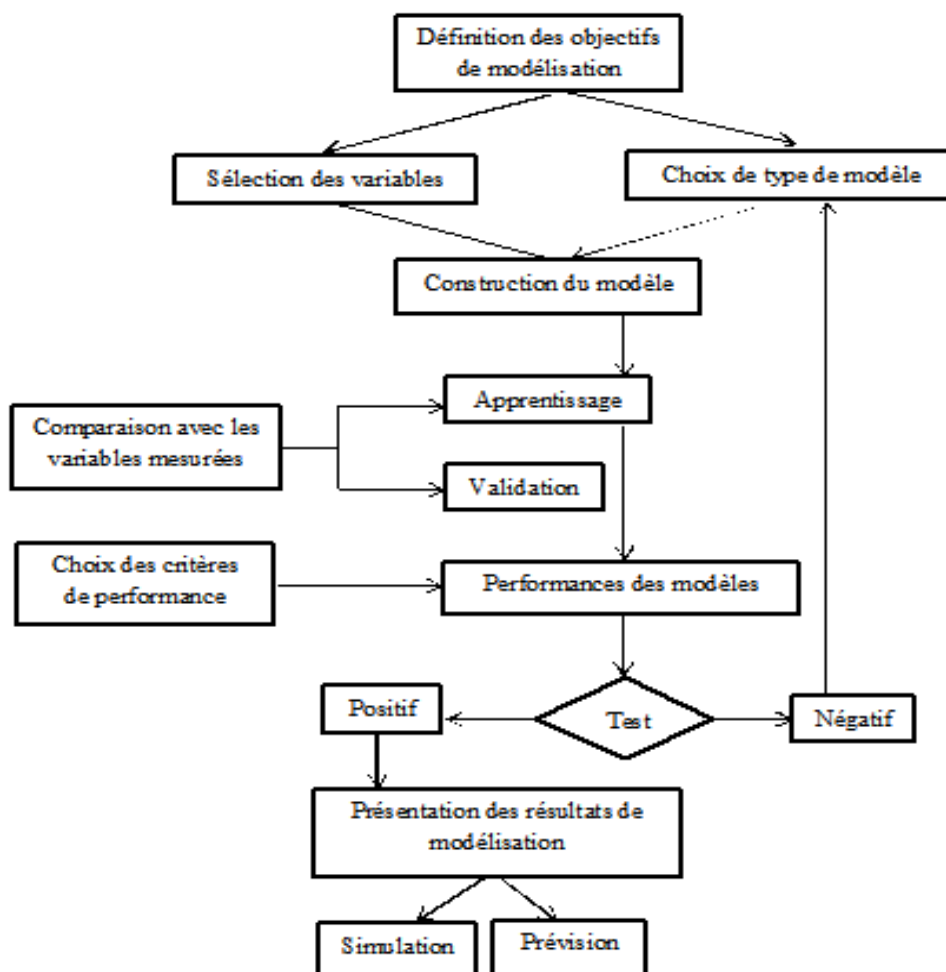


Figure. III. 3 : Organigramme de modélisation par réseau de neurone inspiré des méthodologies de : Yao Blaise KOFFI [33], Jens Christian Refsgaard [34] et Gérard Dreyfus [35].

III. 3. Procédures de calcul, résultats et discussions (Bilan de matière)

III.3.1. Calcul des débits d'entrée et de sortie brut-eau des unités de dessalage

Ourhoud/UTBS

Pour faire un bilan de matière on a pris les débits pour le brut et l'eau, on a pris leur moyennent les résultats sont représentés dans le tableau ci-après.

Tableau.III.1 Débits eau-brut de l'unité de dessalage Ourhoud et UTBS

	$Q_b(m^3/h)$	Q_w (m^3/h)	BS et W entrée	BS et W sortie	Taux d'eau de lavage X %	débit d'émulsifiant s (cm^3/h)
Définition	Valeur lue sur débitmètre	Valeur lue sur débitmètre	Valeur mesurée au laboratoire	Valeur mesurée au laboratoire	Valeur lue sur débitmètre	Valeur lue sur débitmètre
Ourhoud	454,07	16,69	0,07	0,011	3,67	0
UTBS	692	4,152	0,03	0,001	0,6	2

III.3.2 Bilan matière de l'unité de dessalage Ouroud et UTBS

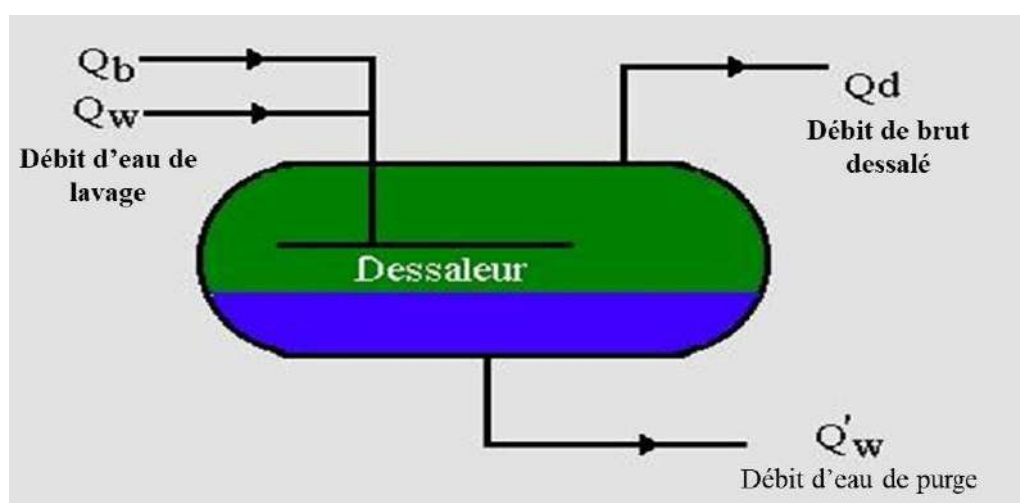


Figure.III.4 : Schéma descriptif du bilan matière du dessaleur

III.3.3 Calcul de la quantité de l'eau de purge (Q_{w'}) et le brut déssalé

Bilan matière total :

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w \dots\dots\dots (1)$$

Bilan de matière partiel de brut :

$$Q_b - Q_{wbe} = Q_d - Q_{wd} \dots\dots\dots (2)$$

Calcul de débit de brut déssalé (Q_d) pour ourhoud

$$Q_{wbe} = \frac{BS\&We \times Q_b}{100} \dots\dots\dots (3)$$

$$Q_{wd} = \frac{BS\&Ws \times Q_d}{100} \dots\dots\dots (4)$$

$$Q_w = \frac{Q_b \times X}{100} \dots\dots\dots (5)$$

On remplace (3) et (4) dans (2)

$$Q_d - \frac{BS\&Ws \times Q_d}{100} = Q_b - \frac{BS\&We \times Q_b}{100}$$

$$Q_d \left(1 - \frac{BS\&Ws}{100}\right) = Q_b \left(1 - \frac{BS\&We}{100}\right)$$

$$Q_d = Q_b \frac{\left(1 - \frac{BS\&We}{100}\right)}{BS\&Ws}$$

$$\left(1 - \frac{\quad}{100}\right)$$

$$Q_d = \frac{454,07 (1-0,07)}{(1-0,011)}$$

$$Q_d = 453,8 \text{ (m}^3\text{/h)}$$

Calcul de débit de l'eau de purge (Q'_w) pour ourhoud:

$$Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d$$

$$Q'_w = 454,07 + 16,69 - 453,8$$

$$Q'_w = 16,96 \text{ (m}^3\text{/h)}$$

Calcul de débit de brut déssalé (Q_d) pour UTBS

on remplace (3) et (4) dans l'équation (2) de bilan de matière on trouve:

$$Q_d - \frac{BS\&Ws \times Q_d}{100} = Q_b - \frac{BS\&We \times Q_b}{100}$$

$$Q_d = Q_b \frac{\left(1 - \frac{BS\&We}{100}\right)}{BS\&Ws}$$

$$\left(1 - \frac{\quad}{100}\right)$$

$$Q_d = \frac{692 (1-0,03)}{(1-0,001)} = 671,91 \text{ (m}^3\text{ / h)}$$

Calcul de débit de l'eau de purge (Q'_w) pour UTBS:

$$Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d$$

$$Q'_w = 692 + 4,152 - 671,91 = 24,24 \text{ (m}^3\text{/h)}$$

Q'_w : Débit de l'eau de purge.

Q_w : Débit de l'eau de lavage.

Q_{wd} : Débit d'eau dans le brut dessalé.

Q_{wbe} : Débit d'eau dans le brut a dessalé.

Q_d : Débit de brut dessalé.

Q_b : Débit de brut a dessalé.

X : Taux de l'eau de lavage.

III .1.1 Calcul de l'efficacité de dessaleur OURHOUD-UTBS

Le tableau III.2 représente les résultats de salinité

Tableau.III.2 : résultats de salinité d'Ourhoud et UTBS

Salinité	Salinité entrée (mg /l)	Salinité sortie (mg /l)
Ourhoud	232,23	8,76
UTBS	590	10

III.3.2.1. Calcul de l'efficacité de dessaleur Pour Ourhoud

$$Eff = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100 \dots (1)$$

$$E_{ff} = \frac{232,23 - 8,76}{232,23} \times 100 = 96,22\%$$

$$E_{ff} = 96,22\%$$

III.3.2.2 Calcul de l'efficacité de dessaleur pour UTBS

$$Eff = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100 \dots (2)$$

$$Eff = \frac{590 - 10}{590} \times 100$$

$$Eff = 98,3\%$$

III.3.2.3 Comparaison et interprétation des résultats des de bilan de matière

De l'analyse des résultats des efficacités des dessaleurs des deux unités UTBS et d'Ourhoud, on constate qu'elles sont proches. En outre, par recours au tableau III.1, des débits d'entrée du pétrole brut et d'eau de lavage, on obtient les résultats illustrés sur la figure suivante :

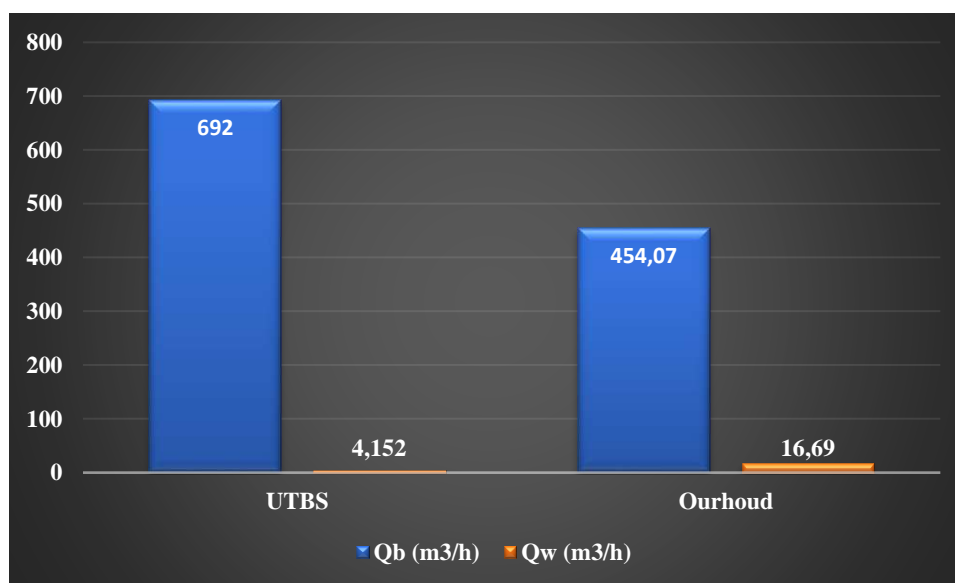


Figure.III.5 : Histogramme des débits eau/brut d'entrée des unités UTBS et Ourhoud.

L'analyse des résultats de la figure III.5, On remarque que l'unité d'Ourhoud à un débit de pétrole brut à l'entrée inférieur à celui de l'unité d'UTBS, par contre elle consomme une quantité d'eau supérieur à celle de l'unité UTBS, quatre fois. Ceci peut être justifié, par l'ajout de produit chimique (désémulsifiant), qui responsable à la désintégration de l'émulsion eau / brut.

III.4. Modélisation par réseaux de neurones de l'unité de dessalement

III.4.1. Paramètres de l'unité de dessalement

Tableaux III.3 : paramètres de l'unité de dessalement

Paramètre	Définition	E ou S	Mesure	Nombre des points (sur la base 124)		
				TR	ND	Total
Brut entrée	Quantité de brut mesurée le volume par unité de temps	E1	Débitmètre	00	00	124
Eau entrée	Quantité de l'eau mesurée le volume par unité de temps	E1	Débitmètre	00	00	124
Taux de lavage	Quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (%) = Débit de brut entrée(m ³ /h)/Débit de Eau entrée(m ³ /h)	E1	Cal.	00	00	124
Se1 (mg/L)	Quantité de sel en(mg) dans le volume de brut (l) de 1 ^{er} dessaleur	E1	Lab.	00	01	123
BSWe	Quantité de	Entré	Lab.	3	0	93

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

1 (%)	sel en(mg) dans le volume de brut(l) de 1er dessaleur	e1		0	1	
Se2 (mg/L)	Quantité de sel en(mg) dans le volume de brut (l) de 2eme dessaleur	S 1 E 2	Lab.	0 0	0 1	123
BSWe 2 (%)	Quantité de sel en (mg) dans le volume de brut(l) de 2eme dessaleur	S 1 E2	Lab.	6 5	0 1	58
Eff1 (%)	Pourcentage de différence entre l'entrée et la sortiesur l'entrée de 1 ^{er} dessaleur	-	Cal.	0 0	0 1	123
Ss (mg/l)	/	S 2	Lab.	0 0	0 1	123
BSWs (%)	Pourcentage des impuretés et l'eau dans le brut de sortie de dessaleur	S 2	Lab.	8 4	0 7	33
Eff2(%)	Pourcentage de différence entre l'entrée et la sortiesur l'entrée de 2eme dessaleur	-	Cal.	0 0	0 1	123

EffT (%)	Pourcentage totalde	-	Cal.	0 0	0 1	123
	différence l'entrée de et la sortie 2eme dessaleur					

III. 4.2. Synthèse des données

- Les données retenues pour le calcul par réseaux de neurones est de 93 points pour 06 paramètres d'entrée : Input layer (Débit de brut entrée (m³/h), Débit de d'eau entrée (m³/h), Taux de lavage, Se1 (mg/l), BSWe1 (%), Se2 (mg/l)) et 93 points pour 1 paramètre de sortie : output layer (Ss (mg/l))
- Les données ont des valeurs dispersées (entre grande et petite valeurs), ce qui nécessite une normalisation des données
- Normalisation des données : La normalisation des données est une étape importante dans le processus de préparation des données. Elle consiste à ajuster les valeurs numériques d'un ensemble de données pour qu'elles se situent toutes dans une plage spécifique. La normalisation peut être effectuée de plusieurs manières, mais l'une des méthodes les plus courantes est la normalisation min-max. Cette méthode consiste à transformer chaque valeur d'une variable numérique en une nouvelle valeur qui se situe entre 0 et 1, en fonction de sa position dans la plage de valeurs de cette variable. Une autre méthode courante est la normalisation Z-score, qui consiste à transformer chaque valeur en une nouvelle valeur qui représente le nombre d'écart-types que cette valeur se situe par rapport à la moyenne des valeurs de la variable. La normalisation des données peut être utile dans de nombreux contextes, notamment pour faciliter la comparaison des données entre différentes variables ou pour améliorer la performance de certains algorithmes d'apprentissage automatique. Cependant, il est important de noter que la normalisation ne convient pas à tous les types de données, et qu'il peut y avoir des cas où elle peut introduire des biais indésirables.

- Normalisation 'Min-Max' : C'est la méthode la plus simple, qui met à l'échelle les données de manière à ce qu'elles soient bornées entre [0,1]. Le max(x) sera égal à 1 et le min(x) sera égal à 0. Elle consiste à soustraire, pour chaque variable, la valeur minimum (X_{min}) et à diviser le résultat par l'écart maximum rencontré :

$$x_{scaled} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}}$$

III.4.3. Statistiques descriptives (Données quantitatives)

Tableaux III.4 : Statistiques descriptives

Statistique	Débit de brut entrée (m ³ /h)	Débit d'eau entrée (m ³ /h)	Taux de lavage	Se1 (mg/l)	BSWe1 (%)	Se2 (mg/l)	Ss (mg/l)
Nb. d'observations	92	92	92	92	92	92	92
Nb. de valeurs manquantes	0	0	0	0	0	0	0
Obs. sans données manquantes	92	92	92	92	92	92	92

Tableaux III.5 : Elément(s) à caractériser (Y)

Variable	Observations	Obs. avec données manquantes	Obs. sans données manquantes	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type
Ss (mg/l)	92	0	92	0,000	1,000	0,311	0,228

Tableaux III.6 : Eléments caractérisant (X)

Variable	Observations	Obs. avec données manquantes	Obs. sans données manquantes	Min	Max	Moy	Ecart-type
Débit de brut entrée (m³/h)	92	0	92	0,000	1,000	0,714	0,126
Débit d'eau entrée (m³/h)	92	0	92	0,000	1,000	0,583	0,207
Taux de lavage	92	0	92	0,000	1,000	0,145	0,114
Se1 (mg/l)	92	0	92	0,000	1,000	0,298	0,202
BSWe1 (%)	92	0	92	0,000	1,000	0,176	0,198
Se2 (mg/l)	92	0	92	0,000	1,000	0,344	0,226

III.4.4. Corrélations de la variable continue Ss (mg/l) avec les variables quantitatives sélectionnées (Phi de Pearson)

Tableaux III.7 : Coefficient de corrélation des variables

Libellés des variables	Coefficient de corrélation
Débit de brut entrée (m ³ /h)	0,068
Débit d'eau entrée (m ³ /h)	0,167
Taux de lavage	0,022
Se1 (mg/l)	0,212
BSWe1 (%)	0,052
Se2 (mg/l)	0,350

III.4.5. Application de l'approche réseaux de neurones

Description Entraînement de réseaux de neurones par rétropropagation, rétropropagation résiliente avec (Riedmiller, 1994) ou sans retour de poids (Riedmiller et Braun, 1993) ou la version globalement convergente modifiée par Anastasiadis et al. (2005). Le package permet des paramètres flexibles grâce au choix personnalisé de la fonction d'erreur et d'activation. De plus, le calcul de poids généralisés (Intrator O & Intrator N, 1993) est implémenté.

III.4.5.1 Variables du modèle :

- Dépendantes (Y) : 82 points et 01 sortie
- Indépendantes - quantitatives (X) : 82 points et 06 entrées (Pour faire le training)
- Indépendantes - quantitatives (X) : 09 points et 06 entrées (Pour valider le modèle)

III.4.5.2 Programme XLSTAT :

- Outil R function, author : Stefan Fritsch, Frauke Guenther
- Algorithm : RProp+ / Error function : Squared errors / Activation function : Tangent hyperbolicus / Linear output : Oui

III.4.6. Paramètres du programme XLSTAT -1 :

- Neurons per layer (couche): 5,3 / Threshold : 0.01 et Maximum steps : 100000 / Repetitions : 1

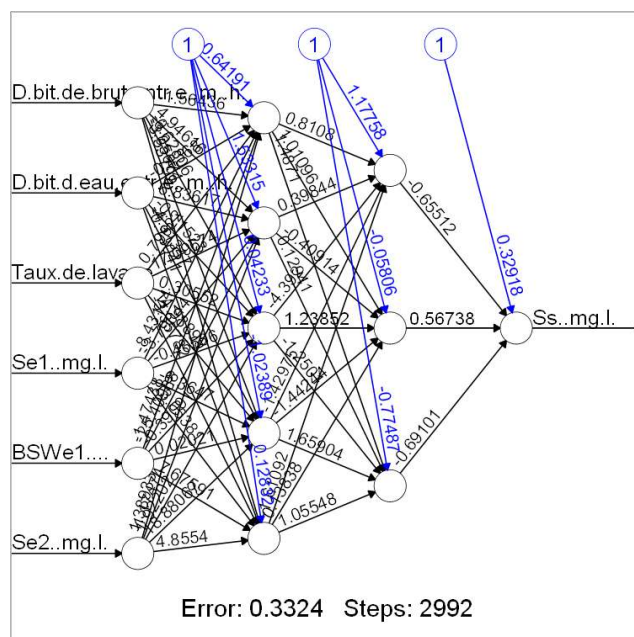


Figure III.6 : Transactions des calculs de réseaux neurones-Programme 1

Tableaux III.8 : Résumé d'ajustement pour chaque répétition-programme 1

Paramètres	V1
Erreur	0,332
Reached threshold	0,009
Iterations	2992,000
Aic	114,665
Bic	251,848

Tableaux III.9 : Analyse des résidus-programme 1

Observations	Ss (mg/l)	Pred Ss (mg/l)	Résidus
Obs1	0,462	0,513	-0,051
Obs2	0,385	0,410	-0,025
Obs3	0,692	0,726	-0,034
Obs4	0,462	0,310	0,152
Obs5	0,231	0,191	0,040
Obs6	0,154	0,191	-0,037
Obs7	0,154	0,197	-0,043
Obs8	0,154	0,066	0,088

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

Obs9	0,154	0,077	0,077
Obs10	0,231	0,221	0,010
Obs11	0,154	0,136	0,018
Obs12	0,231	0,285	-0,054
Obs13	0,385	0,301	0,084
Obs14	0,538	0,578	-0,039
Obs15	0,385	0,405	-0,020
Obs16	0,538	0,546	-0,008
Obs17	0,462	0,282	0,180
Obs18	0,385	0,382	0,003
Obs19	0,538	0,439	0,100
Obs20	0,077	0,163	-0,086
Obs21	0,154	0,299	-0,145
Obs22	0,077	0,019	0,058
Obs23	0,000	0,140	-0,140
Obs24	0,000	-0,012	0,012
Obs25	0,538	0,408	0,130
Obs26	0,154	0,309	-0,155
Obs27	0,308	0,376	-0,068
Obs28	0,538	0,585	-0,047
Obs29	0,538	0,462	0,076
Obs30	0,385	0,388	-0,003
Obs31	0,462	0,305	0,157
Obs32	0,462	0,509	-0,047
Obs33	0,846	0,850	-0,004
Obs34	0,385	0,381	0,003
Obs35	0,538	0,368	0,170
Obs36	0,000	0,038	-0,038
Obs37	0,000	0,060	-0,060
Obs38	0,154	0,288	-0,134
Obs39	0,231	0,267	-0,036
Obs40	0,769	0,468	0,301
Obs41	0,231	0,354	-0,123

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

Obs42	0,462	0,238	0,223
Obs43	0,385	0,348	0,037
Obs44	0,308	0,342	-0,034
Obs45	0,000	-0,014	0,014
Obs46	0,077	0,069	0,008
Obs47	0,077	0,189	-0,112
Obs48	0,077	0,095	-0,018
Obs49	0,154	0,328	-0,174
Obs50	0,462	0,419	0,042
Obs51	0,308	0,303	0,004
Obs52	0,769	0,706	0,063
Obs53	0,308	0,348	-0,041
Obs54	0,385	0,405	-0,020
Obs55	0,308	0,493	-0,185
Obs56	0,308	0,392	-0,084
Obs57	1,000	0,921	0,079
Obs58	0,615	0,593	0,023
Obs59	0,231	0,359	-0,128
Obs60	0,308	0,250	0,058
Obs61	0,154	0,112	0,042
Obs62	0,077	0,078	-0,001
Obs63	0,231	0,234	-0,003
Obs64	0,154	0,098	0,055
Obs65	0,077	0,145	-0,068
Obs66	0,077	0,113	-0,037
Obs67	0,077	0,062	0,014
Obs68	0,077	0,038	0,039
Obs69	0,077	0,071	0,006
Obs70	0,462	0,491	-0,030
Obs71	0,385	0,397	-0,012
Obs72	0,154	0,142	0,012
Obs73	0,692	0,591	0,101
Obs74	0,385	0,283	0,102

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

Obs75	0,231	0,291	-0,061
Obs76	0,231	0,240	-0,009
Obs77	0,231	0,217	0,014
Obs78	0,000	0,035	-0,035
Obs79	0,385	0,398	-0,013
Obs80	0,538	0,763	-0,225
Obs81	0,923	0,818	0,105
Obs82	0,692	0,697	-0,005
Obs83 Prediction	0,153846154	0,681	
Obs84 Prediction	0,076923077	0,883	
Obs85 Prediction	0	0,258	
Obs86 Prediction	0	0,380	
Obs87 Prediction	0,230769231	1,294	
Obs88 Prediction	0,230769231	0,673	
Obs89 Prediction	0,692307692	0,900	
Obs90 Prediction	0,307692308	0,934	
Obs91 Prediction	0,289230769	0,366	

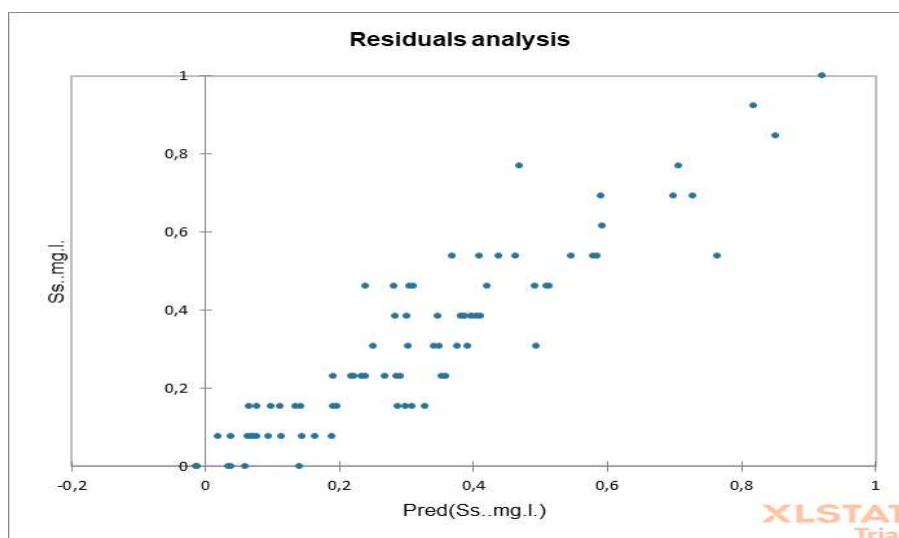


Figure III.7 : Analyse des (Ss) –programme 1

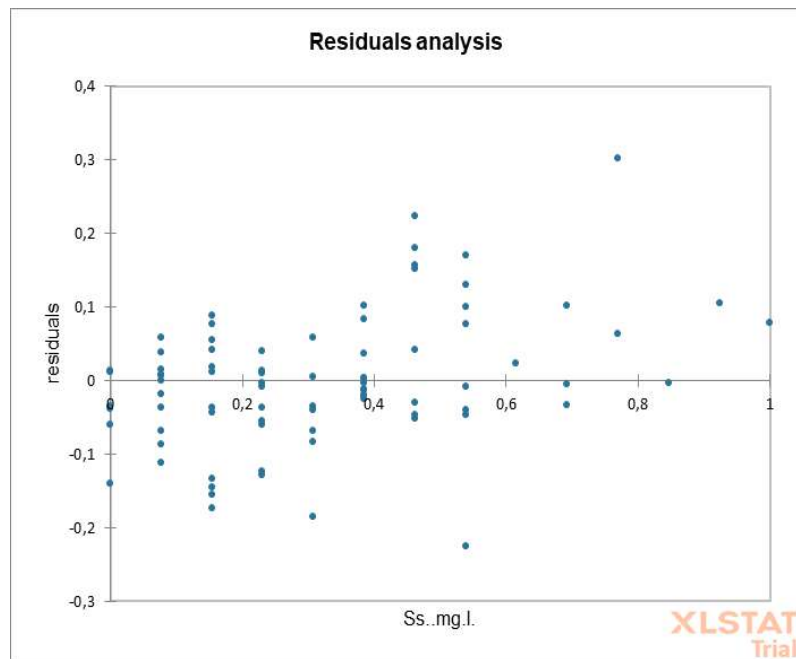


Figure III.8 : Analyse des résidus en fonction de Ss-programme 1

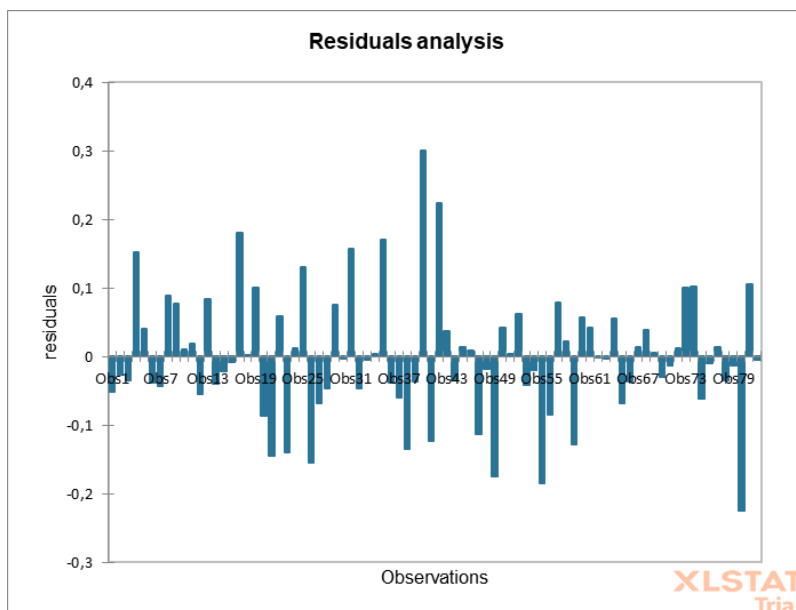


Figure III.9 : la corrélation entre les résultats de laboratoire et les résultats de réseau neurone

III.4.7. Paramètres du programme XLSTAT -2 :

- Neurons per layer : 4,3 / Threshold : 0.01 et Maximum steps : 100000 / Repetitions : 1
- Résultats pour la variable Ss mg/l :

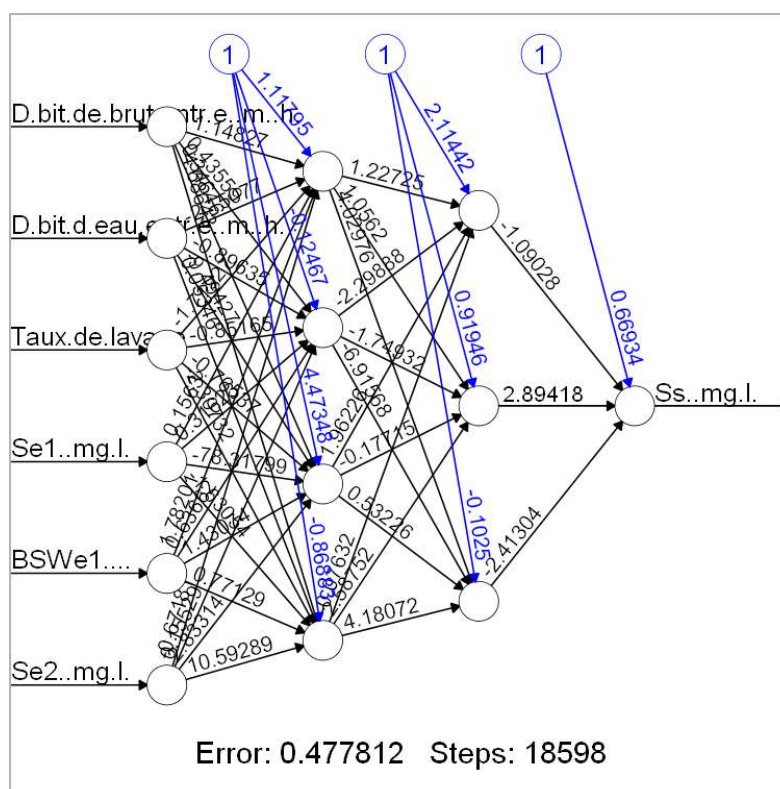


Figure III.10 : Transactions des calculs de réseaux neurones-Programme 2

Tableaux III.10 : Résumé d'ajustement pour chaque répétition-programme 2

Paramètres	V1
Erreur	0,478
Reached threshold	0,010
Iterations	18598,000
Aic	94,956
Bic	208,071

Tableaux III.11 : Analyses des résidus-programme 2

Observations	Ss..mg.l.	Pred (Ss..mg.l.)	résidus
Obs1	0,462	0,438	0,024
Obs2	0,385	0,429	-0,044
Obs3	0,692	0,744	-0,052
Obs4	0,462	0,259	0,203
Obs5	0,231	0,345	-0,115
Obs6	0,154	0,164	-0,010
Obs7	0,154	0,249	-0,096
Obs8	0,154	0,137	0,017
Obs9	0,154	0,154	0,000
Obs10	0,231	0,229	0,002
Obs11	0,154	0,196	-0,043
Obs12	0,231	0,305	-0,074
Obs13	0,385	0,237	0,148
Obs14	0,538	0,461	0,078
Obs15	0,385	0,513	-0,128
Obs16	0,538	0,590	-0,052
Obs17	0,462	0,487	-0,025
Obs18	0,385	0,372	0,012
Obs19	0,538	0,535	0,004
Obs20	0,077	0,045	0,032
Obs21	0,154	0,298	-0,144
Obs22	0,077	0,060	0,017

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

Obs23	0,000	0,064	-0,064
Obs24	0,000	0,000	0,000
Obs25	0,538	0,510	0,028
Obs26	0,154	0,251	-0,097
Obs27	0,308	0,333	-0,025
Obs28	0,538	0,530	0,008
Obs29	0,538	0,491	0,048
Obs30	0,385	0,321	0,064
Obs31	0,462	0,279	0,182
Obs32	0,462	0,455	0,007
Obs33	0,846	0,693	0,153
Obs34	0,385	0,382	0,002
Obs35	0,538	0,325	0,214
Obs36	0,000	-0,006	0,006
Obs37	0,000	0,057	-0,057
Obs38	0,154	0,272	-0,119
Obs39	0,231	0,210	0,021
Obs40	0,769	0,415	0,354
Obs41	0,231	0,282	-0,051
Obs42	0,462	0,229	0,233
Obs43	0,385	0,482	-0,098
Obs44	0,308	0,341	-0,033
Obs45	0,000	0,074	-0,074
Obs46	0,077	0,029	0,048
Obs47	0,077	0,111	-0,034
Obs48	0,077	0,058	0,019
Obs49	0,154	0,347	-0,193
Obs50	0,462	0,348	0,113
Obs51	0,308	0,305	0,002
Obs52	0,769	0,638	0,131
Obs53	0,308	0,304	0,004
Obs54	0,385	0,393	-0,008
Obs55	0,308	0,397	-0,089
Obs56	0,308	0,512	-0,205
Obs57	1,000	0,968	0,032
Obs58	0,615	0,563	0,053

CHAPITRE III : Calculs, Résultats et Discussion

Obs59	0,231	0,423	-0,193
Obs60	0,308	0,283	0,024
Obs61	0,154	0,277	-0,123
Obs62	0,077	-0,034	0,111
Obs63	0,231	0,354	-0,123
Obs64	0,154	0,174	-0,020
Obs65	0,077	0,168	-0,091
Obs66	0,077	0,071	0,006
Obs67	0,077	0,077	0,000
Obs68	0,077	0,055	0,022
Obs69	0,077	0,062	0,015
Obs70	0,462	0,574	-0,112
Obs71	0,385	0,259	0,126
Obs72	0,154	0,169	-0,015
Obs73	0,692	0,641	0,052
Obs74	0,385	0,401	-0,016
Obs75	0,231	0,268	-0,037
Obs76	0,231	0,355	-0,125
Obs77	0,231	0,269	-0,038
Obs78	0,000	0,059	-0,059
Obs79	0,385	0,522	-0,137
Obs80	0,538	0,695	-0,157
Obs81	0,923	0,637	0,286
Obs82	0,692	0,416	0,276
Obs83 Prediction	0,153846 154	0,478	
Obs84 Prediction	0,076923 077	0,625	
Obs85 Prediction	0	0,971	
Obs86 Prediction	0	0,296	
Obs87 Prediction	0,230769 231	2,313	
Obs88 Prediction	0,230769 231	0,476	
Obs89 Prediction	0,692307 692	0,675	
Obs90 Prediction	0,307692 308	1,392	
Obs91 Predicti on	0,289230 769	0,408	

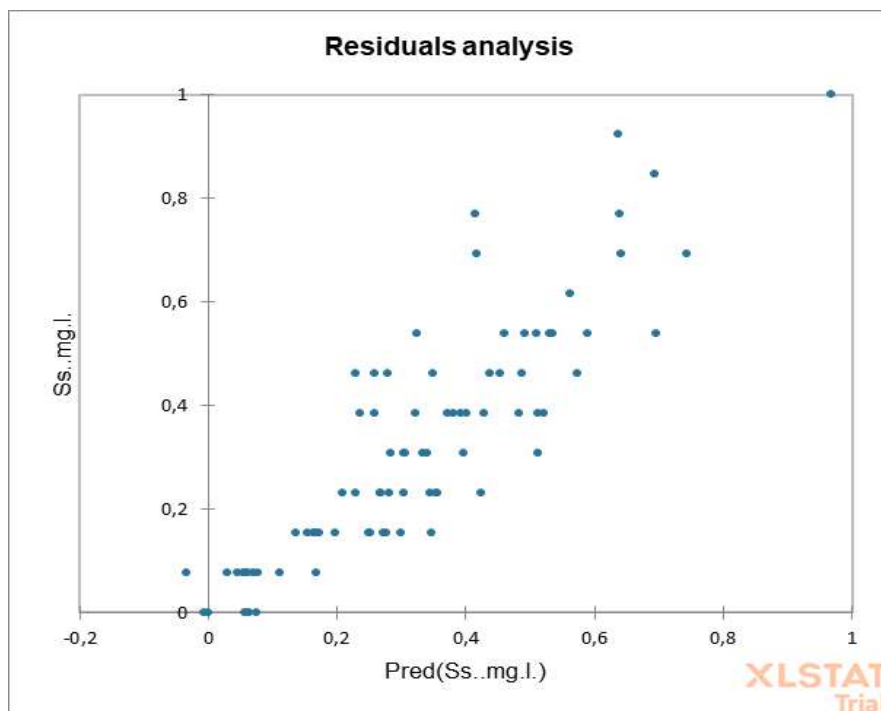


Figure III.11 : Analyse des (Ss) –programme 2

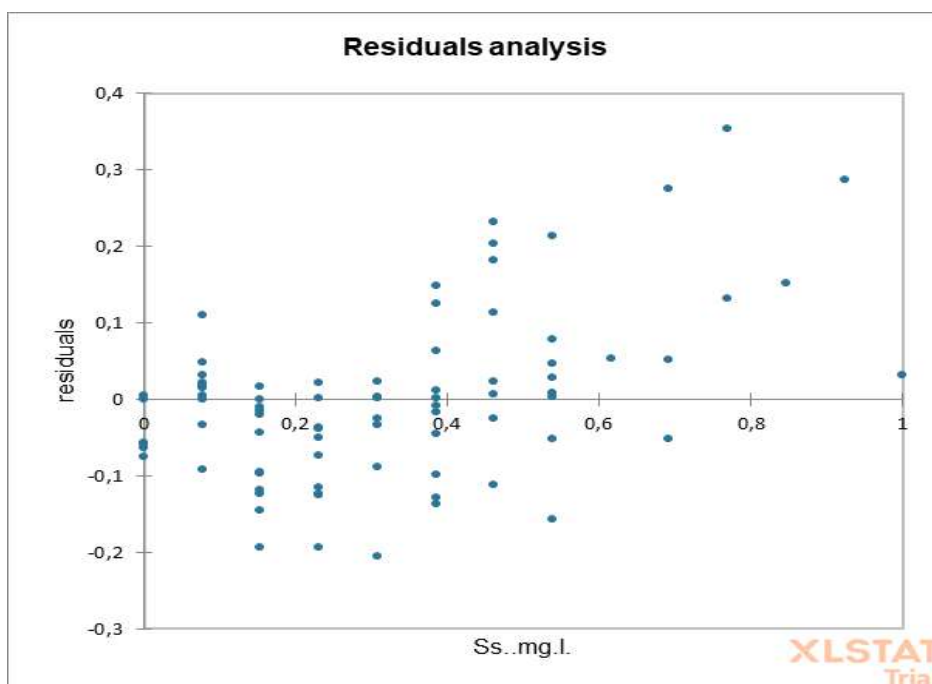


Figure III.12 : Analyse des résidus en fonction de Ss –programme 2

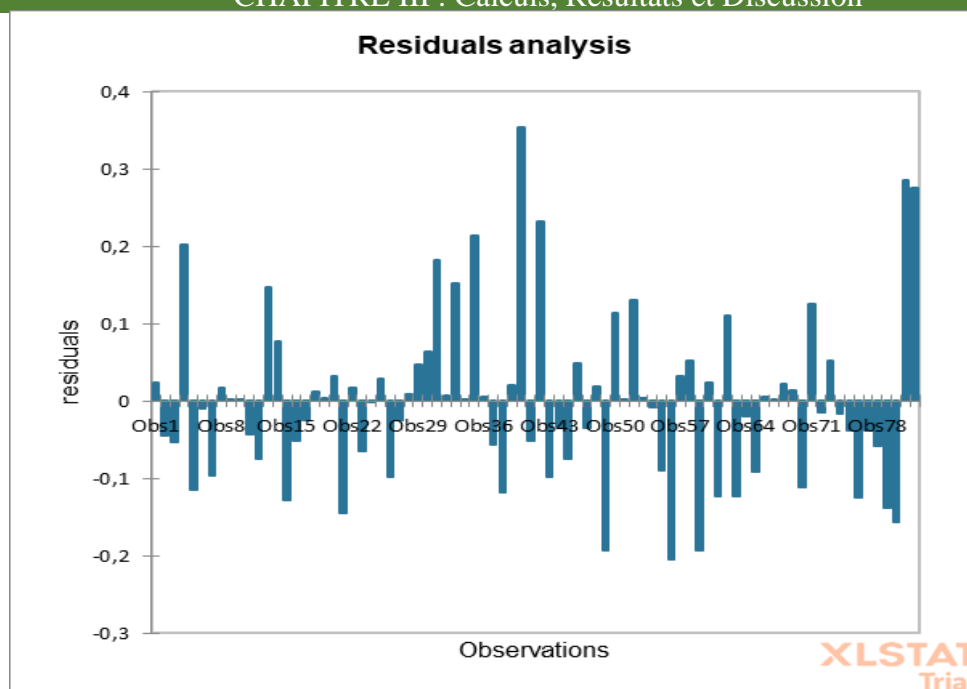


Figure III.13 : La corrélation entre les résultats de laboratoire et les résultats de réseau neurone-programme 2.

III.5.Conclusion

Notre chapitre se base sur deux parties les calculs de bilan de matière et de réseaux neurones.

Partie1 : qui se base sur les calculs des bilans de matière classique dans le but de :

- Vérification de l'efficacité des dessaleurs.
- La consommation de l'eau de lavage.

On conclut que les efficacités de ces unités sont presque proches mais on remarque que la consommation de l'eau de lavage à l'unité d'Ourhoud relativement élevé par rapport à l'UTBS

Partie 2 : qui se base sur les réseaux de neurones artificiels, a permis de vérifier l'efficacité des dessaleurs et d'optimiser les paramètres de fonctionnement. Cette approche offre des possibilités d'amélioration de l'efficacité du processus de dessalage et permet des prévisions précises des performances de l'unité.

Conclusion générale

Le but de notre travail c'est l'étude de procédés de dessalage des unités UTBS et d'Ourhoud, grâce à une modélisation basée sur le bilan matière et les réseaux de neurones artificiels, les études d'usines de dessalement de pétrole brut ont permis de valider et d'optimiser l'efficacité des usines de dessalement.

La modélisation par bilan de matière effectuée, nous a permis de quantifier et de vérifier l'efficacité du processus de dessalement en identifiant les flux de matières entrants et sortants et les différentes étapes du processus. Cela a permis d'évaluer objectivement l'efficacité des usines de dessalement et d'identifier les problèmes et les inefficacités. Cependant, les résultats obtenus, nous montrent que l'efficacité de dessaleur de l'unité UTBS est de l'ordre de 98%, et celle enregistrée pour l'unité d'Ourhoud est de l'ordre de 96%. Notons que, l'unité d'Ourhoud à un débit de pétrole brut à l'entrée inférieur à celui de l'unité d'UTBS, par contre elle consomme une quantité d'eau supérieure à celle de l'unité UTBS, quatre fois. Ceci peut être justifié, par l'ajout de produit chimique (désemulsifiant), qui est responsable à la désintégration de l'émulsion eau / brut.

Nous avons également réalisés une modélisation par l'application de la technique de réseaux de neurones Artificiels ; l'utilisation de cette technique a permis la modélisation et l'optimisation des paramètres de fonctionnement de dessaleur de l'usine d'Ourhoud. Grâce à ces techniques de modélisation avancées, nous avons pu prédire avec précision les performances de l'unité, identifier les facteurs clés affectant les résultats et suggérer des ajustements pour améliorer l'efficacité des processus.

Cette approche offre une opportunité d'améliorer l'efficacité du processus de dessalement et permet une prédiction précise des performances de l'usine. L'application dans l'industrie pétrolière peut entraîner une efficacité opérationnelle accrue, une meilleure gestion des ressources et des économies des coûts importantes. En effet, dans notre cas, On suppose que notre approche est juste malgré, on a trouvé des écarts dans les résultats à causes d'indisponibilité suffisante des données qu'il faut pour minimiser cet écart. Nous espérons que vous utiliserez cette approche pour approfondir notre travail.

Perspectives

Suite aux résultats de cette étude des points importants, à souligner comme perspectives :

- Il est intéressant, d'appliquer la technique de réseaux de neurones artificiels, pour résoudre les problèmes rencontrés avec une précision dans un minimum de temps ;
- Il est important de signaler l'intérêt que présente cette technique, pour la modélisation l'optimisation et la prédiction des paramètres optimums de marches, afin d'améliorer qualitativement et quantitativement la production des unités.

Tableau des données de ourhoud : débit de brut / debit d'eau / taux de lavage

La journée	Débit Brut Entrée 1 ^{er} Dessaleur (m ³ /h)	Débit d'eau Moipliocène Entrée 2 ^{ème} Dessaleur (m ³ /h)	Taux de lavage
1/1/13	514,99	17,52	0,03401224
2/1/13	507,93	17,67	0,03479051
3/1/13	481,37	16,82	0,03494624
4/1/13	449,54	17,23	0,03832296
5/1/13	444,75	16,95	0,0381024
6/1/13	462,36	16,01	0,03462923
7/1/13	448,05	15,27	0,0340846
8/1/13	449,62	16,53	0,03677403
9/1/13	453,08	16,26	0,03587857
10/1/13	471,13	17,64	0,03744585
11/1/13	438,89	17,05	0,03883943
12/1/13	443,62	16,63	0,037479
13/1/13	487,69	16,92	0,03470349
14/1/13	459,46	17,45	0,03797348
15/1/13	476,14	16,77	0,03521272
16/1/13	486,77	17,24	0,03541454
17/1/13	460,90	17,34	0,03763121
18/1/13	484,38	16,73	0,03453
19/1/13	457,57	16,79	0,03669321
20/1/13	529,22	17,34	0,03275997
21/1/13	493,78	17,16	0,03475917
22/1/13	486,11	16,85	0,03466232
23/1/13	472,36	17,46	0,03695823
24/1/13	476,07	16,67	0,03501586
25/1/13	499,36	16,73	0,03351126
26/1/13	494,36	17,09	0,03456053
27/1/13	465,88	17,23	0,03698955
28/1/13	464,04	16,75	0,03609912
29/1/13	487,30	16,81	0,03449935
30/1/13	485,22	16,53	0,03407349
31/1/13	447,32	17,09	0,03820357
1/2/13	439,77	16,70	0,03798456
2/2/13	509,69	16,82	0,03299825
3/2/13	455,74	16,97	0,03724315
4/2/13	465,52	16,89	0,03629157

ANNEX

5/2/13	465,79	16,52	0,03545909
6/2/13	457,56	16,93	0,03701099
7/2/13	479,17	16,93	0,0353344
8/2/13	445,95	15,65	0,03509356
9/2/13	486,02	16,67	0,03430783
10/2/13	423,89	15,63	0,0368718
11/2/13	472,33	17,32	0,03666541

12/2/13	479,28	17,03	0,03552728
13/2/13	433,62	17,45	0,04024655
14/2/13	447,27	14,98	0,03349764
15/2/13	437,89	14,76	0,03371866
16/2/13	456,13	17,06	0,03740863
17/2/13	431,01	15,09	0,03500273
18/2/13	439,56	17,43	0,03964328
19/2/13	440,84	16,66	0,03778478
20/2/13	459,40	17,66	0,0384455
21/2/13	449,57	16,61	0,03695529
22/2/13	420,15	15,15	0,03605084
23/2/13	450,36	16,56	0,03676045
24/2/13	461,87	17,40	0,03768383
25/2/13	492,36	16,58	0,03366867
26/2/13	461,32	16,91	0,03665837
27/2/13	459,63	16,92	0,0368114
28/2/13	-0,18	14,10	-77,3953772
1/3/13	454,93	16,69	0,03667867
2/3/13	453,69	17,18	0,03787263
3/3/13	447,76	16,83	0,03758497
4/3/13	450,97	16,89	0,03745264
5/3/13	448,02	16,96	0,03784597
6/3/13	275,88	17,15	0,06216447
7/3/13	471,22	17,10	0,03629336
8/3/13	470,50	17,14	0,03642971
9/3/13	471,89	16,84	0,03569003
10/3/13	456,67	16,69	0,03655361
11/3/13	453,39	17,33	0,03823378
12/3/13	463,65	17,07	0,03681076
13/3/13	453,76	16,41	0,03616029
14/3/13	431,32	16,85	0,03907524
15/3/13	433,82	16,19	0,0373136
16/3/13	400,85	15,31	0,0381892

ANNEX

17/3/13	400,86	17,13	0,04272452
18/3/13	374,71	15,32	0,0408914
19/3/13	392,82	17,23	0,04386491
20/3/13	378,36	16,99	0,04489538
21/3/13	436,01	17,17	0,03937107
22/3/13	369,81	15,19	0,0410643
23/3/13	440,62	16,98	0,0385349
24/3/13	422,33	17,89	0,04235793
25/3/13	474,00	17,02	0,03591045
26/3/13	464,90	16,95	0,03646959
27/3/13	406,38	16,40	0,04036612
28/3/13	450,23	17,12	0,03801453
29/3/13	511,92	16,45	0,03213996
30/3/13	470,13	17,05	0,03626
31/3/13	463,28	16,91	0,03649952
1/4/13	487,04	17,32	0,03555194
2/4/13	440,86	16,61	0,03767509
3/4/13	422,01	17,80	0,04217666
4/4/13	437,76	16,94	0,0387043
5/4/13	448,73	15,79	0,03518263
6/4/13	447,06	16,81	0,03761101
7/4/13	431,08	15,54	0,03604987
8/4/13	459,70	16,02	0,03485256
9/4/13	456,22	15,91	0,0348721
10/4/13	452,88	15,01	0,03314581
11/4/13	449,53	15,58	0,03466234
12/4/13	448,51	15,98	0,03563612
13/4/13	449,29	15,97	0,03555028
14/4/13	449,04	15,96	0,0355424
15/4/13	449,84	15,93	0,03540688
16/4/13	450,52	15,89	0,03527584
17/4/13	448,83	16,14	0,03595811
18/4/13	451,65	15,76	0,03488893
19/4/13	449,89	15,37	0,03415634
20/4/13	450,23	15,82	0,03512883
21/4/13	451,88	16,19	0,03583707
22/4/13	446,52	16,20	0,03628614
23/4/13	450,27	16,09	0,03574055
24/4/13	447,25	15,73	0,03516493
25/4/13	448,69	16,52	0,03682636
26/4/13	457,29	15,95	0,03488198

ANNEX

27/4/13	468,29	16,35	0,03492267
28/4/13	480,88	15,97	0,03320235
29/4/13	453,39	15,85	0,03495928
30/4/13	454,76	16,54	0,03637173
1/5/13	448,61	16,09	0,03587133
2/5/13	448,83	16,01	0,03566098
3/5/13	468,68	15,75	0,0336045
4/5/13	448,82	15,55	0,03464376
Moyenne	454,07	16,67	0,00367

Tableau des données de ourhoud : Salinité / teneur en eau / efficacité

Date	Se1 (mg/l)	BSW _{e1} (%)	Se2 (mg/l)	BSW _{e2} (%)	Eff1 (%)	S _s (mg/l)	BSW _s (%)	Eff2 (%)	EffT (%)
01/01/2013	387	0,15	43	0,1	88,88	9	0,05	79,06	97,67
02/01/2013	347	0,15	35	0,05	89,91	18	0,05	48,57	94,81
03/01/2013	191	0,1	48	0,1	74,86	12	0,05	75	93,71
04/01/2013	227	0,1	39	0,1	82,81	12	0,05	69,23	94,71
05/01/2013	218	0,1	24	0,05	88,99	10	0,05	58,33	95,41
06/01/2013	380	0,25	45	0,1	88,15	12	0,05	73,33	96,84
07/01/2013	162	0,2	38	0,1	76,54	14	0,05	63,15	91,35
08/01/2013	225	0,1	34	0,05	84,88	11	0,05	67,64	95,11
09/01/2013	143	0,05	27	TR	81,11	11	TR	59,25	92,30
10/01/2013	147	0,05	28	0,05	80,95	10	0,05	64,28	93,19
11/01/2013	423	0,5	54	0,05	87,23	14	0,05	74,07	96,69
12/01/2013	548	0,25	48	0,05	91,24	17	0,05	64,58	96,89
13/01/2013	421	0,25	27	0,05	93,58	14	0,05	48,14	96,67
14/01/2013	310	0,15	28	0,05	90,96	13	0,05	53,57	95,80
15/01/2013	198	0,05	29	TR	85,35	14	TR	51,72	92,92
16/01/2013	250	0,1	28	0,05	88,80	11	TR	60,71	95,6
17/01/2013	302	0,1	29	TR	90,39	16	TR	44,82	94,70
18/01/2013	232	0,05	24	TR	89,65	11	TR	54,16	95,25
19/01/2013	455	0,2	26	0,05	94,28	10	TR	61,53	97,80
20/01/2013	273	0,1	29	0,05	89,37	10	TR	65,51	96,33
21/01/2013	316	0,15	28	TR	91,13	8	TR	71,42	97,46
22/01/2013	264	0,1	26	TR	90,15	12	TR	53,84	95,45
23/01/2013	282	0,15	24	0,05	91,48	9	TR	62,5	96,88
24/01/2013	371	0,15	21	TR	94,33	7	TR	66,66	98,11

ANNEX

25/01/2013	259	0,1	17	TR	93,43	5	TR	70,58	98,06
26/01/2013	585	0,3	20	TR	96,58	5	ND	75,00	99,14
27/01/2013	386	0,2	33	0,05	91,45	8	TR	75,75	97,92
28/01/2013	305	0,15	18	0,05	94,09	6	ND	66,66	98,03
29/01/2013	313	0,1	18	TR	94,24	5	TR	72,22	98,40
30/01/2013	239	0,1	24	0,05	89,95	7	TR	70,83	97,07
31/01/2013	434	0,25	26	0,05	94,01	8	TR	69,23	98,15
01/02/2013	151	0,05	24	0,05	84,10	8	TR	66,66	94,70
02/02/2013	404	0,3	34	0,1	91,58	8	TR	76,47	98,01
03/02/2013	320	0,2	26	0,05	91,87	8	TR	69,23	97,50
04/02/2013	331	0,2	24	0,05	92,74	8	TR	66,66	97,58
05/02/2013	431	0,35	27	0,05	93,73	8	TR	70,37	98,14
06/02/2013	239	0,1	22	0,05	90,79	8	TR	63,63	96,65
07/02/2013	132	0,05	22	0,05	83,33	7	TR	68,18	94,69
08/02/2013	118	TR	20	TR	83,05	8	TR	60,00	93,22
09/02/2013	84	TR	22	TR	73,80	7	TR	68,18	91,66
10/02/2013	92	TR	20	TR	78,26	6	TR	70,00	93,47
11/02/2013	133	0,05	22	TR	83,45	7	TR	68,18	94,73
12/02/2013	88	TR	18	TR	79,54	7	TR	61,11	92,04
13/02/2013	135	0,05	21	TR	84,44	7	TR	66,66	94,81
14/02/2013	110	TR	20	TR	81,81	8	TR	60,00	92,72

15/02/2013	110	0,05	19	TR	82,72	7	TR	63,15	93,63
16/02/2013	104	0,05	20	TR	80,76	8	TR	60,00	92,30
17/02/2013	128	TR	20	TR	84,37	10	0,05	50,00	92,18
18/02/2013	108	0,05	16	TR	85,18	7	TR	56,25	93,51
19/02/2013	98	TR	16	TR	83,67	7	TR	56,25	92,85
20/02/2013	93	TR	19	TR	79,56	7	TR	63,15	92,47
21/02/2013	200	0,05	24	TR	88,00	8	TR	66,66	96,00
22/02/2013	112	TR	20	TR	82,14	6	TR	70,00	94,64
23/02/2013	115	TR	19	TR	83,47	8	TR	57,89	93,04
24/02/2013	110	TR	20	TR	81,81	8	0,05	60,00	92,72
25/02/2013	233	0,05	35	TR	84,97	10	TR	71,42	95,70
26/02/2013	110	TR	19	TR	82,72	7	TR	63,15	93,63
27/02/2013	135	TR	23	TR	82,96	10	TR	56,52	92,59
28/02/2013	142	0,05	27	0,05	80,98	10	0,05	62,96	92,95

ANNEX

01/03/2013	113	0,05	30	TR	73,45	12	TR	60,00	89,38
02/03/2013	123	TR	21	TR	82,92	11	ND	47,61	91,05
03/03/2013	130	0,05	26	0,05	80,00	10	0,05	61,53	92,30
04/03/2013	178	0,05	27	0,05	84,83	12	0,05	55,55	93,25
05/03/2013	204	0,05	32	TR	84,31	11	TR	65,62	94,60
07/03/2013	196	0,05	22	TR	88,77	10	TR	54,54	94,89
08/03/2013	130	TR	23	TR	82,30	12	TR	47,82	90,76
09/03/2013	170	0,05	42	0,1	75,29	12	TR	71,42	92,94
10/03/2013	131	TR	22	TR	83,20	15	TR	31,81	88,54
11/03/2013	127	TR	25	TR	80,31	10	TR	60,00	92,12
12/03/2013	131	TR	26	TR	80,15	12	TR	53,84	90,83
13/03/2013	317	0,1	27	TR	91,48	15	TR	44,44	95,26
14/03/2013	429	0,15	24	TR	94,40	8	TR	66,66	98,13
15/03/2013	526	0,1	26	TR	95,05	8	TR	69,23	98,47
16/03/2013	347	0,1	21	0,05	93,94	11	0,1	47,61	96,82
17/03/2013	237	TR	24	TR	89,87	10	TR	58,33	95,78
18/03/2013	233	TR	26	TR	88,84	9	TR	65,38	96,13
19/03/2013	787	0,1	27	TR	96,56	10	TR	62,96	98,72
20/03/2013	686	0,1	29	TR	95,77	9	TR	68,96	98,68
21/03/2013	139	TR	14	TR	89,92	5	ND	64,28	96,40
22/03/2013	175	TR	11	TR	93,71	6	ND	45,45	96,57
23/03/2013	334	0,1	16	0,05	95,20	5	ND	68,75	98,50
24/03/2013	287	0,1	15	0,05	94,77	6	TR	60,00	97,90
25/03/2013	303	0,05	17	TR	94,38	6	TR	64,70	98,01
26/03/2013	223	0,05	34	0,05	84,75	7	TR	79,41	96,86
27/03/2013	384	0,15	20	0,05	94,79	7	TR	65,00	98,17
28/03/2013	313	0,1	18	0,05	94,24	6	TR	66,66	98,08
29/03/2013	325	0,15	20	0,05	93,84	6	TR	70,00	98,15
30/03/2013	169	0,05	18	TR	89,34	6	TR	66,66	96,44
31/03/2013	310	0,15	20	0,05	93,54	6	TR	70,00	98,06
01/04/2013	91	TR	18	TR	80,21	6	TR	66,66	93,40
02/04/2013	83	TR	19	TR	77,10	6	TR	68,42	92,77
03/04/2013	80	TR	20	TR	75,00	6	TR	70,00	92,50
04/04/2013	78	TR	18	TR	76,92	6	TR	66,66	92,30
05/04/2013	88	TR	20	TR	77,27	6	TR	70,00	93,18

ANNEX

06/04/2013	84	TR	22	TR	73,80	5	TR	77,27	94,04
07/04/2013	79	TR	19	TR	75,94	6	TR	68,42	92,40
08/04/2013	78	TR	24	TR	69,23	6	TR	75,00	92,30
09/04/2013	120	0,05	22	TR	81,66	5	TR	77,27	95,83
10/04/2013	87	0,15	43	0,1	88,88	6	0,05	79,06	93,10
11/04/2013	58	0,15	35	0,05	89,91	6	0,05	48,57	89,65
12/04/2013	84	0,1	48	0,1	74,86	6	0,05	75,00	92,85
13/04/2013	159	0,1	39	0,1	82,81	7	0,05	69,23	95,59
14/04/2013	224	0,1	24	0,05	88,99	11	0,05	58,33	95,08
15/04/2013	120	0,25	45	0,1	88,15	7	0,05	73,33	94,16
16/04/2013	52	0,2	38	0,1	76,54	5	0,05	63,15	90,38
17/04/2013	218	0,1	34	0,05	84,88	9	0,05	67,64	95,87
18/04/2013	79	0,05	27	TR	81,11	5	TR	59,25	93,67
19/04/2013	127	0,05	28	0,05	80,95	12	0,05	64,28	90,55
20/04/2013	165	0,5	54	0,05	87,23	9	0,05	74,07	94,54
21/04/2013	203	0,25	48	0,05	91,24	6	0,05	64,58	97,04
22/04/2013	158	0,25	27	0,05	93,58	5	0,05	48,14	96,83
23/04/2013	146	0,15	28	0,05	90,96	6	0,05	53,57	95,89
24/04/2013	151	0,05	29	TR	85,35	7	TR	51,72	95,36
25/04/2013	451	0,1	28	0,05	88,80	15	TR	60,71	96,67
26/04/2013	739	0,1	29	TR	90,39	9	TR	44,82	98,78
27/04/2013	243	0,05	24	TR	89,65	9	TR	54,16	96,29
28/04/2013	245	0,2	26	0,05	94,28	10	TR	61,53	95,91
29/04/2013	510	0,1	29	0,05	89,37	10	TR	65,51	98,03
30/04/2013	467	0,15	28	TR	91,13	11	TR	71,42	97,64
01/05/2013	294	0,1	26	TR	90,15	9	TR	53,84	96,93
02/05/2013	132	0,15	24	0,05	91,48	10	TR	62,50	92,42
03/05/2013	123	0,15	21	TR	94,33	7	TR	66,66	94,30
Moyenne	232,23	0,07	24,64	0,026	86,19	8,76	0,011	63,81	96,22

Bibliographie

- [1] Seghairi Achraf, Belghit Ali Seif Eddine, “Amélioration du taux de réinjections des carburants contaminés (essence et gazoile) réceptionnés au niveau de centre de stockage et distribution Berrahal Annaba. Mémoire Master, Chapitre 1, P15, UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR-ANNABA , 2020/ 2021.
- [02] Crude Oile Desalting process
- [03] Jean Pierr e WAUQUIER. Le raffinage du pétrole, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP, Paris. Tome 2 ; 1998.
- [04] BOUKHADRA Abdeldjalil, MENIDJEL Raid “Traitement du pétrole brut de GBR(S(Touggourt) et étude de l’influence de différents paramètres sur l’opération de dessalage », Mémoire Master, Chapitre III. P17, 2022, Université 8 Mai 1945 Guelma.
- [05] X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip PARIS .1985.
- [06] Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19- 3.198.
- [07] J.F. GRAVIER Propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [08] S.E. CHITOUR. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2). Office des Publications Universitaires L’Algérie .1983.
- [09] ASTM Standards.
- [10] P. WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972 Paris.
- [11] P. WUITHIER. Raffinage pétrochimie et génie chimique. Édition Technip (PARIS). 1971.
- [12] J. P .WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers.schéma de fabrication. Edition Technip 1994.
- [13] P. WITHIER : Le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Technip Paris.1973.
- [14] J.P. WAUQUIER. Procédés de séparation. Edition Technip.1998.
- [15] Raffinerie de pétrole et de gaz. Février 2003.
- [16] R. DAVID. Handbook of chemistry and physics. CRD, édition 89eme. (2008). 9-50p (ISBN 142006 ET 978-140066791).
- [17] NALCO An Ecolab Company. Desémulsifiantfr-eu.nulco. com/ eu/ application/ emulsion- breakers.htm. (2011).

- [18] B. BOUCECRIMA. A. DOUBI et M. ZERROUK. Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants. I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD. (2006).
- [19] Document de TOTAL. Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97.
- [20] Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [21] memoire TRAITEMENT DE L'EMULSION PAR LE DESSALAGE ET LES PRODUITS CHIMIQUES.
- [22] Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008 ; pp 351–456.
- [23] Document de SONATRACH.historique de hassi messoud
- [24] Memoire de HAMIDOUCHE NABILA et TAZARAT Thiziri de etude d'elimination des sels dans de petrole brut d'ourhoud
- [25] Document de SONATRACH.Manuel opératoire de l'unité traitement brut HASSI MESSOUD SUD UTBS.
- [26] Calcul de vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement du colonne de Stabilisation PX0-CB-21-01de l'UTBS.
- [27] Document de TOTAL.Manuel de formation.cours exp-pr-eq090.(2007).p 4-97. UTBS.
- [28] N. Ghasem and R. Henda, Principles of chemical engineering processes: material and energy balances. CRC Press, 2014.
- [29] Aurélie Goulon-Sigwalt-Abram. Une nouvelle méthode d'apprentissage de données structurées : applications à l'aide à la découverte de médicaments. domain other. Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, (2008). French. <pastel-00004103>, thèse de doctorat, PP: 17
- [30] Vachik S. Dave· Kamlesh Dutta , Neural network based models for software effort estimation: a review, Artif Intell Rev (2014) 42:295–307
- [31] Shifei Ding· Hui Li· Chunyang Su· Junzhao Yu· Fengxiang Jin, Artif Intell RevEvolutionary artificial neural networks: a review ; (2013) 39:251–260.
- [32] G. DREYFUS ; "LES RÉSEAUX DE NEURONES"; Mécanique Industrielle et Matériaux, n°51 (septembre 1998)]
- [33] Yao Blaise KOFFI, Etude du calage, de la validation et des performances des réseaux de neurones formels à partir des données hydro-climatiques du bassin versant du Bandama blanc en Côte d'Ivoire, thèse de Doctorat, Université de Cocody Abidjan, (2007), (mémoire en ligne)

[34] Jens Christian Refsgaard, Validation and Intercomparison of Different Updating Procedures for Real-Time Forecasting, *Hydrology Reserch*, (April 1997), 28 (2) 65-84;

[35] Gérard Dreyfus, Jean-Marc Martinez, Mannuel Samuelides, Mirta B Gordon, Fouad Badran, Sylvie Thiria, Laurent Hérault, *Réseaux de neurones-Méthodologie et applications*, Éditions Eyrolles, Paris 2002 (reprinted 2004), PP. 168-175.