



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ DE 20 AOÛT 1955 - SKIKDA

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE DES PROCÉDÉS

## Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de :

## Master

**Filière** : Génie des Procédés

**Spécialité** : Génie Chimique

Etude et analyse de la performance du dessaleur  
électrostatique de l'unité « Topping » - Raffinerie de Skikda

**Réalisé par :**

- SAADOUNI ELMOUATEZ BILLAH.
- BENYOUCEF CHOUAIB

Soutenu le 23/06/2026, devant les jurys suivants :

N°	Nom et Prénom	Grade	Établissement d'affiliation	Qualité
1	M.Chenouf	MCB	Université de 20 Août 1955 - Skikda	Encadrante
2	K. Bekouche	MCB	Université de 20 Août 1955 - Skikda	Examinatrice
3	S.Guendouz.	MCB	Université de 20 Août 1955 - Skikda	Présidente
4	M. Khelfaoui	MCA	Université de 20 Août 1955 - Skikda	Examinatrice

Année Universitaire **2025- 2026.**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## الملخص:

تُعد عملية إزالة الأملاح من النفط الخام مرحلة أساسية في عمليات التكرير، إذ تهدف إلى التخلص من الماء والأملاح الذائبة، خاصة كلوريد الصوديوم والأملاح القلوية الترابية، قبل دخول النفط الخام إلى عمود التقطير الجوي. ويساهم وجود هذه الشوائب في حدوث تآكل المعدات، وتراكم الترسبات داخل الوحدات الصناعية، وانخفاض كفاءة التشغيل. لذلك يُركَّب جهاز إزالة الأملاح قبل عمود التقطير، حيث يعمل على فصل الماء المالح عن النفط الخام، مما يضمن حماية المعدات وتحسين أداء وحدات المعالجة اللاحقة.

يهدف هذا العمل إلى التحقق من حسابات تصميم جهاز إزالة الأملاح، ودراسة تأثير أهم العوامل المؤثرة في عملية إزالة الأملاح الكهروستاتيكية على كفاءة التشغيل. كما تسعى هذه الدراسة إلى تقييم أداء الجهاز واقتراح ظروف تشغيل مثلى تساهم في تحسين إزالة الماء والأملاح، والحد من ظاهرة التآكل، والحصول على نפט خام يستوفي معايير الجودة والمتطلبات التجارية.

**الكلمات المفتاحية:** النفط الخام، جهاز إزالة الأملاح، الكلوريد، الملح، العمود، التقطير.

## Résumé :

Le dessalage du pétrole brut constitue une étape indispensable du procédé de raffinage, car il permet d'éliminer l'eau ainsi que les sels dissous, principalement les chlorures de sodium et les sels alcalino-terreux, avant l'alimentation de la colonne de distillation atmosphérique. La présence de ces impuretés favorise la corrosion des équipements, l'encrassement des installations et la diminution des performances des unités de traitement. Le dessaleur, installé en amont de la colonne de distillation, assure donc la séparation de l'eau salée du pétrole brut afin de protéger les équipements et de garantir un fonctionnement fiable des unités en aval.

L'objectif de ce travail est de vérifier les calculs de dimensionnement du dessaleur et d'étudier l'influence des principaux paramètres du dessalage électrostatique sur son efficacité. Cette étude permet d'évaluer les performances du procédé et de proposer des conditions de fonctionnement optimales afin d'améliorer l'élimination des sels et de l'eau, de réduire les risques de corrosion et d'obtenir un pétrole brut répondant aux normes de qualité ainsi qu'aux exigences commerciales.

**Mots clés :** pétrole brut, dessaleur, chlorure, sel, colonne, distillation.

## **Abstract:**

Crude oil desalting is an essential step in the refining process, as it removes water and dissolved salts, mainly sodium chloride and alkaline earth salts, before the crude oil enters the atmospheric distillation column. The presence of these impurities promotes equipment corrosion, fouling of processing units, and a reduction in operational efficiency. Therefore, the desalter is installed upstream of the distillation column to separate the saline water from the crude oil, ensuring equipment protection and improving the performance of downstream processing units.

The objective of this work is to verify the design calculations of the desalter and to investigate the influence of the main electrostatic desalting parameters on its performance. This study aims to evaluate the efficiency of the desalting process and determine the optimal operating conditions to enhance the removal of water and salts, reduce corrosion risks, and obtain a crude oil product that meets quality standards and commercial requirements.

**Keywords:** crude oil, desalter, chloride, salt, column, distillation.

# Remerciements

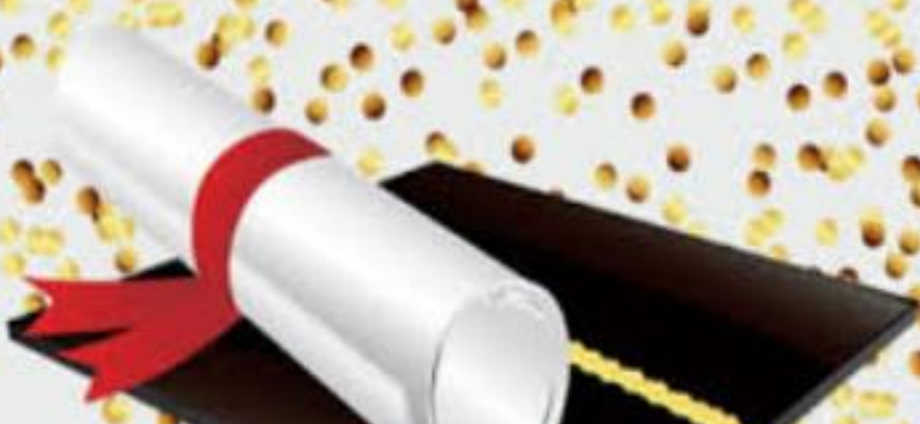
Avant tous nous remercions Dieu, le tout puissant de nous avoir  
Donné la patience, la santé, la force, le courage et la volonté durant  
Toutes ces années d'étude et pour terminer ce travail.

Un grand merci à notre encadreur « CHENOUF» pour sa  
disponibilité, son aide, ses conseils et sa confiance en nous.

Nous remercierons également L'équipe de SONATRACH-  
Raffinerie de Skikda. Qui nous a donné beaucoup d'informations

Ainsi qu'à Tous Ceux qui ont contribué de près ou de loin à la

Réalisation de Ce modeste travail.





## *Dédicace*

*Je dédie ce travail à ma très chère maman*

*et à mon très cher père*

*À ma sœur et mes frères*

*À toute ma famille et à tous mes amis*

*À mes partenaires qui m'ont aidé à accomplir ce  
travail*

*Chouaib*





*Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à :*

*La cause de mon existence :*

*Ma très chère mère*

*Mon très chère père*

*Mon frère*

*Ma soeur.*

*Ma femme et ma fille*

*Toute la famille*

*Tous les amis communs.*

*Merci pour vous tous*

*mouatez*

## Liste des figures

N°	Titre	page
Figure I.1	Situation géographique	03
Figure II.1	Représentation d'une émulsion EAU / HUILE	13
Figure II.2	Représentation d'une émulsion avec émulsifiant	13
Figure II.3	Principe de la désintégration d'une émulsion	14
Figure II.4	Dessaleur électrostatique	15
Figure II.5	Principe schématique du dessalage	18
Figure II.6	Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique	19
Figure III.1	Schéma explicatif des points d'échantillonnage	22
Figure III.2	Quantités de fer mesurées à partir des échantillons des eaux acides dans les ballons V3, V8 et V62	25
Figure III.3	– Quantités de chlorures mesurées à partir des échantillons des eaux acides des ballons V3, V8 et V62	27
Figure III.4	Taux de salinité à la sortie du dessaleur	29
Figure III.5	Evolution du taux d'injection réel par rapport au taux d'injection optimal	30
Figure III.6	Schéma simplifié du procédé dessalage de l'unité 11 topping (RA1K).	36
Figure III.7	Dessaleur électrostatique V51 de l'unité 11 topping	37
Figure III.8	Evolution du coefficient de proportion $A$ en fonction des pourcentages du débit d'eau injectée...	39
Figure III.9	Evolution du diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau	39
Figure II I.10	Aéromètre.	43
Figure II I.11	Eprouvette graduée	43
Figure III.12	Variation de l'efficacité réelle du dessaleur par rapport à l'efficacité optimale	47
Figure III.13	Evolution de la température de chauffe en fonction du temps	48

## Liste des tableaux

N°	Titre	page
Tableau III.1	: Tableau de variation de la quantité des fers contenus dans les eaux acides récupérées à partir des ballons V3, V8 et V62	25
Tableau III.2	Tableau de variation de la quantité de chlore contenus dans les eaux acides récupérées à partir des ballons V3, V8 et V62	27
Tableau III.3	Taux d'injection d'eau de lavage	30
Tableau III.4	Indice de saturation et de stabilité	35
Tableau III.5	Champ électrique « $E$ » entre deux électrodes	38
Tableau III.6	Champ électrique critique	40
Tableau III.7	Coefficient de résistance en fonction du régime d'écoulement	42
Tableau III.8	Vitesse de décantation	44
Tableau III.9	Nombre de Reynolds	44
Tableau III.10	Temps de décantation	45
Tableau III.11	Temps de séjour	45
Tableau III.12	Efficacité du dessaleur	46

## Liste d'abréviations et symboles

A	Coefficient de proportionnalité	(-)
A	Rayon de gouttelette d'eau	(m)
d'	Distance entre les centres des gouttelettes en coalescence	(m)
Dp	Diamètre de la particule d'eau	(m)
E	Champ électrique	(Volt/cm)
Ec	Champ électrique critique	(Volt/cm)
Eff	Efficacité du dessaleur	(%)
ETP	Etablissement Publique de Transport Urbain	/
GPL	Gaz de pétrole liquéfiés	/
G	Accélération de pesanteur	(m/s <sup>2</sup> )
HGO	Gasoil loud	/
k	Constante	(-)
L	Distance entre les électrodes	(cm)
L1	Distance entre l'électrode basse et l'interface	(m)
l	Longueur	(m)
LGO	Gasoil léger	/
pHs	pH de saturation	(-)
Qt	Débit total de la charge	(m <sup>3</sup> /h)
RAIK	Raffinerie de Skikda	/
Re	Nombre de Reynolds	(-)
RCO	Residu Crude Oil	/
Se	Quantité de sel à l'entrée du dessaleur	(ppm)
Ss	Quantité de sel à la sortie du dessaleur	(ppm)
td	Temps de décantation	(min)
ts	Temps de séjour	(min)
U	Tension du courant	(volt)
V	Volume de la capacité	(m <sup>3</sup> )
Vc	Vitesse de coalescence	(m/s)
Vd	Vitesse de décantation	(m/s)
$\nu$	La viscosité cinématique du brut	(cst)
X	Taux de lavage ou d'injection	(%)
$\epsilon$	Constante diélectrique	(-)
$\sigma$	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	(mN/m)
$\rho_e$	Masse volumique de l'eau	(g/cm <sup>3</sup> )
$\rho_b$	Masse volumique du brut	(g/cm <sup>3</sup> )
$\Phi$	Coefficient de frottement	(-)

# SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Listes des sigles et des abréviations	
Introduction générale	01
<b>Chapitre I : Présentation de la raffinerie de Skikda</b>	
<b>I.1</b> Introduction .....	03
<b>I.2</b> Généralités sur la raffinerie de Skikda .....	03
<b>I.2.1</b> Situation géographique .....	03
<b>I.2.2</b> Mission de la raffinerie (RA1K).....	03
<b>I.3</b> Unités de production de la raffinerie de Skikda.....	04
<b>I.3.1</b> Dessalage du brut.....	04
<b>I.3.2</b> Préchauffage du brut.....	04
<b>I.3.3</b> Fractionnement du brut.....	05
<b>I.3.4</b> Stabilisation de la coupe naphta.....	06
<b>I.3.5</b> Séparation de la coupe naphta A.....	07
<b>I.3.6</b> Séparation de la coupe C6.....	07
<b>I.3.7</b> Séparation de la coupe naphta B.....	07
<b>Chapitre II: Procédé de dessalage électrostatique</b>	
<b>II.1</b> Introduction.....	10
<b>II.2</b> Généralités.....	10
<b>II.2.1</b> But du dessalage.....	10
<b>II.2.2</b> Généralité sur les sels.....	10
<b>II.3</b> phénomènes d'émulsion.....	12
<b>II.3.1</b> Conditions de formation d'une émulsion .....	12
<b>II.3.2</b> Etapes de désintégration des émulsions.....	14
<b>II.4</b> Dessalage électrostatique.....	15
<b>II.4.1</b> Exemple d'un dessaleur électrostatique.....	15
<b>II.4.2</b> Mécanisme de dessalage électrostatique.....	15
<b>II.4.3</b> Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	18
<b>II.4.4</b> Avantages et inconvénients.....	19
<b>Chapitre III : Calcul et analyse de la performance du dessaleur électrostatique de l'unité « topping » (RA1K)</b>	
<b>III.1</b> Introduction.....	22
<b>III.2</b> Résultats des analyses du brut.....	22
<b>III.2.1</b> Qualité de fer.....	23
<b>III.2.2</b> Quantités de chlores.....	26
<b>III.2.3</b> Contrôle de salinité.....	29
<b>III.3</b> Analyse de l'eau.....	29
<b>III.3.1</b> Taux d'injection d'eau de lavage.....	29
<b>III.3.2</b> Qualité d'eau.....	31
<b>III.4</b> Vérification des performances de la section de dessalage.....	35
<b>III.4.1</b> Vérification du dessaleur.....	36
<b>Conclusion générale</b> .....	51
<b>Références Bibliographique</b> .....	53
<b>Annexe</b> .....	56



# **Introduction Générale**

Les besoins en énergie ne cessent de croître dans différents domaines ce qui nous rends dépendant de plus en plus de cette énergie sous ses diverses formes. Le pétrole joue un rôle important dans l'évolution de l'industrie et il est à la base de multiples utilités qui sont devenue nécessaires au quotidien [1].

Le pétrole n'a pas d'utilisation pratique tant qu'il n'a pas été bien traité et bien raffiné. Afin d'obtenir des produits dont les usages conviennent à une application particulière (carburants et combustibles, et en produits non énergétiques telles que les matières premières pétrochimiques, lubrifiant paraffines et bitumes) [2], sa transformation nécessite la mise en action de plusieurs unités telle que l'unité Topping de la Raffinerie de Skikda. Pour d'aboutir à des produits conformes et prêts à la commercialisation, plusieurs contrôles et analyses rigoureux doivent être effectués sur le pétrole brut : contrôle de propriétés physicochimiques, mesure des impuretés et celle des chlorures [3].

La mesure de la quantité des chlorures traduit la présence de la corrosion à différentes échelles au niveau des équipements utilisés lors du traitement du pétrole brut, d'où l'importance de fixer une valeur limite [3].

L'industrie pétrolière désigne une norme de 5ppm pour les chlorures ; en effet, une quantité dépassant cette norme affirme le déclenchement du phénomène de corrosion à une échelle importante au niveau des équipements des unités de traitement qui causera des défaillances et par ailleurs des risques d'incendie suite aux fuites. De plus un endommagement des équipements qui nécessitera des interventions, des maintenances coûteuses ainsi qu'une dégradation de la qualité des produits pétroliers et par conséquent des pertes économiques importantes [3].

Ainsi, nous nous intéressons dans le présent projet à l'étude de la corrosion des équipements de traitement. Ce mémoire est divisé en trois chapitres, organisés de la manière suivante :

Le premier chapitre est consacré à une vue générale sur la raffinerie de Skikda et aussi à la description du procédé de l'unité topping ;

Le second chapitre évoque tout ce qui concerne le dessalage du pétrole brut ;

Le troisième chapitre comporte le calcul et l'analyse de la performance du dessaleur électrostatique de l'unité « topping » (RA1K) ;

## *Introduction générale*

---

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui comporte nos recommandations adaptées à l'unité topping.



**Chapitre I : Présentation  
de la raffinerie de Skikda  
(RA1K)**

## **I.1 Introduction**

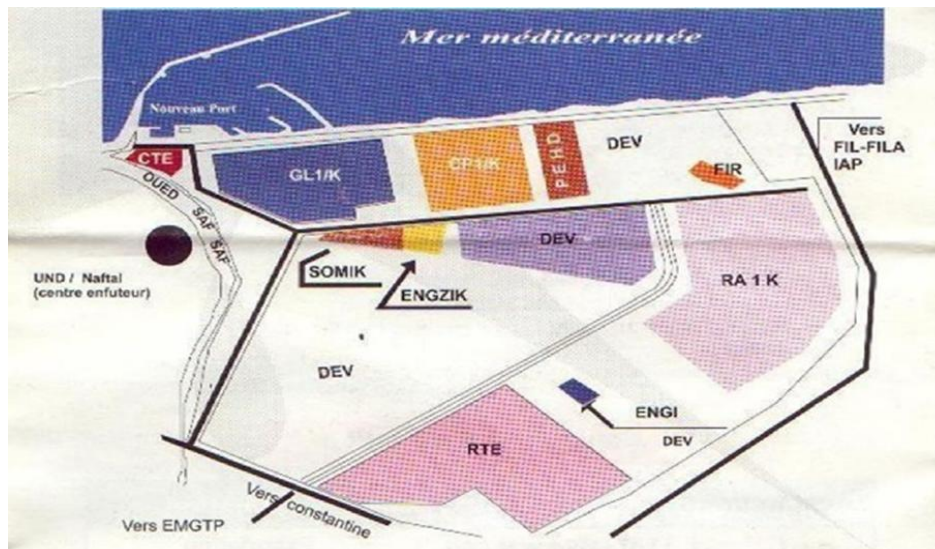
Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Selon l'objectif visé, en général, ces procédés sont réunis dans une raffinerie. La raffinerie est l'endroit où l'on traite le pétrole pour extraire les fractions commercialisables.

Une raffinerie doit être conçue pour traiter une gamme assez large de bruts. Bien sûr, il existe des raffineries conçues pour traiter uniquement un seul brut, mais ce sont des cas particuliers où la ressource estimée en brut est assez importante [4].

## **I.2 Généralités sur la raffinerie de Skikda**

### **I.2.1 Situation géographique**

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 7 Km à l'Est de Skikda et à 2 Km de la mer, elle est aménagée sur une superficie de 190 hectares. Elle est alimentée en brut algérien par l'unité de transport est ETU de Skikda (c'est une station intermédiaire de Hassi Messaoud). Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'un Pipe-line à une distance de champs pétroliers jusqu'à le complexe de 760 Km [5].



**Figure I.1** : situation géographique

### **I.2.2 Mission de la raffinerie (RA1K)**

La raffinerie de Skikda (RA1K) a pour mission de transformer le pétrole brut de Hassi Messaoud en fractions pétrolières finies ou semi finies valorisables sur le marché intérieur ou extérieur. Sa capacité de traitement, initialement de 15.000.000 t/an, a été portée à

16.500.000 t/an après sa rénovation et constitue la plus grande raffinerie d'Afrique. De même, elle traite le brut réduit importé avec une capacité de 277.000 t/an pour l'obtention des bitumes routier et oxydé [6].

### **I.3 Unités de production de la raffinerie de Skikda**

Actuellement, la raffinerie (RA1K) rénovée comporte les unités suivantes (voir Annexe A2) :

- Deux unités de distillation atmosphérique (U10 et U11),
- Une unité de distillation sous vide (U70),
- Deux unités de reforming catalytique (U100 et U103),
- Trois unités de traitement et séparation des gaz (U30/31/104),
- Une unité de séparation des aromatiques (U200),
- Une unité de séparation du paraxylène (U400),
- Deux unités d'isomérisation du naphta (U700/701 et 702/703),
- Une unité d'isomérisation des xylènes (méta et ortho) (U500),
- Une unité de purification d'hydrogène (U900),
- Deux unités utilités,
- Deux parcs de stockage du brut et des produits pétroliers [7].

Le présent projet a été effectué au niveau de l'unité de distillation atmosphérique (U10). Cette unité comporte les parties suivantes :

#### **I.3.1 Dessalage du brut**

La charge (brut de Hassi Messaoud) de l'unité de distillation atmosphérique (U10) est aspirée des bacs de stockage par une pompe de charge. Le brut est ensuite chauffé, dans des échangeurs à la température de 25°C puis, à la température de 72 °C. Le brut, est envoyé dans le dessaleur afin d'éliminer les sels. L'eau provenant du ballon est mélangée avec le brut avant l'entrée au dessaleur. Cette eau de lavage provient de l'unité ETP.

Le dessaleur fonctionne à une température de 72 °C et une pression absolue de 11,7 kg/cm. En fonctionnement normal, 90 % environ des sels contenus dans le brut sont éliminés par le Dessaleur.

#### **I.3.2 Préchauffage du brut**

Le brut dessalé, est envoyé, aux échangeurs, et sort à la température 148 °C, ensuite envoyé, au ballon de flash où il est séparé en deux phases : une phase vapeur de la charge et une

phase liquide. Les vapeurs de tête du ballon sont chauffées dans l'échangeur puis vers la zone d'expansion de la colonne de distillation atmosphérique. Le liquide de fond est envoyé par les pompes à la zone d'expansion de la colonne en passant par un ensemble d'échangeurs puis deux (02) fours où il est partiellement vaporisé puis acheminé à la température de 356 °C vers la zone d'expansion de la colonne de distillation atmosphérique.

### **I.3.3 Fractionnement du brut**

Le fractionnement du brut est réalisé dans une colonne de distillation atmosphérique fonctionnant sous une pression absolue de 2,8 kg/cm. La hauteur de la colonne est de 50,55m. Le brut chauffé à la température de 356 °C et les vapeurs de tête (HC légers et vapeur d'eau) du ballon de flash sont envoyés dans la zone de flash de la colonne.

#### **a) Vapeurs de tête**

Les vapeurs de tête de la colonne de distillation atmosphérique, composées des gaz légers (C2-), de GPL et de naphta, sont envoyées, dans les échangeurs. Les vapeurs, partiellement condensées, sont ensuite envoyées au ballon de reflux.

Le liquide de fond du ballon est envoyé par la pompe comme reflux de la colonne. Le niveau liquide dans le ballon. La vapeur est envoyée dans les aéroréfrigérants où elle est refroidie, dans les condenseurs à eau. Ce mélange, partiellement condensé, est envoyé au ballon (où il est séparé en trois phases : une phase vapeur, une phase liquide et une phase eau acide.

L'eau acide est récupérée dans le mamelon du ballon puis envoyée à la section de traitement des eaux acides. Le liquide (hydrocarbures), constituant le naphta non stabilisé, est envoyé par une pompe, après préchauffage, aux colonnes de stabilisation. Les gaz incondensables sont envoyés à la torche.

Deux inhibiteurs de corrosion (filmant et neutralisant) sont injectés à l'entrée des aéroréfrigérants pour protéger les équipements du circuit de tête de la colonne de distillation atmosphérique contre la corrosion.

#### **b) Circuit Pump-around supérieur**

Le Pump-around supérieur est extrait du 33 ème plateau de la colonne C1 ce liquide est alors dirigé vers deux échangeurs à l'aide des pompes afin de chauffer le brut ensuite il va retourner à nouveau à la colonne C1.

**c) Soutirage du Kérosène**

La coupe Kérosène ayant une température d'ébullition entre 180°C et 235°C, elle est extraite du 46ème plateau de la colonne C1 ensuite orientée vers le stockage.

**d) Soutirage de LGO**

Ce produit ayant un intervalle d'ébullition entre 235°C-310°C, il est extrait à partir des 35 ou 26<sup>ème</sup> plateaux de la colonne de distillation atmosphérique, une quantité est utilisée pour chauffer le brut au niveau des échangeurs, puis il sera stocké.

**e) Soutirage du HGO**

Le HGO soutiré au niveau du 15ème plateau de la colonne de distillation permet de chauffer le brut au niveau de l'échangeur puis il sera stocké.

**f) Soutirage du RCO**

Les hydrocarbures provenant de la zone flash descendent du 5ème plateau vers le fond de colonne, seront utilisés pour chauffer le brut au niveau de l'échangeur.

**I.3.4 Stabilisation de la coupe naphta**

Le naphta non stabilisé, provenant du ballon, est envoyé aux colonnes de stabilisation 1 et 2 après préchauffage dans les échangeurs. Le naphta non stabilisé, après préchauffage, est divisé en deux parties. L'une, contenant 70 % du naphta non stabilisé, est envoyée dans la première colonne de stabilisation et l'autre, contenant 30 % du naphta non stabilisé, est envoyée dans la deuxième colonne de stabilisation.

**a) Colonne de stabilisation 1**

La charge (70 % du naphta non stabilisé) est introduite dans la zone de flash entre le 18 et le 19<sup>ème</sup> plateau sous contrôle de débit.

Les vapeurs de tête, sont partiellement condensées dans les aéroréfrigérants puis dans le condenseur et envoyées dans le ballon de reflux (V8). La phase vapeur du ballon de reflux

(V8) est envoyée au réseau gaz combustible ou éventuellement à la torche. La phase liquide du ballon de reflux (V8) est envoyée en partie comme reflux de la colonne; l'autre partie comme distillat (fraction GPL) est envoyée vers l'unité de traitement et séparation des gaz (U30). L'eau huileuse, soutirée du mamelon du ballon (V8), est envoyée à la section de traitement des eaux acides. Un inhibiteur de corrosion est injecté en amont des aéroréfrigérants pour protéger le circuit de tête de la colonne contre la corrosion.

Une partie du liquide de fond de la colonne est réchauffée dans les rebouilleurs et réintroduite dans la colonne au-dessous du 1<sup>er</sup> plateau. L'autre partie (résidu), constituant le naphta stabilisé, est envoyée à la colonne de séparation des naphas.

### **b) Colonne de stabilisation 2**

La charge (30 % de la coupe naphta non stabilisé) est introduite dans la zone de flash entre le 18ème et le 19ème plateau sous contrôle de débit. Les vapeurs de tête sont partiellement condensées dans les aéroréfrigérants puis dans le condenseur et envoyées dans le ballon

(V62). Les vapeurs incondensables dans le ballon de reflux (V62) sont envoyées au réseau gaz combustible ou éventuellement à la torche. Le liquide du ballon (V62) est envoyé en partie comme reflux de la colonne; l'autre partie comme distillat (fraction GPL) est envoyée vers l'unité de traitement et séparation des gaz (U30). L'eau huileuse, soutirée du mamelon du ballon (V62), est envoyée à la section de traitement des eaux acides. Un inhibiteur de corrosion est injecté en amont des aéroréfrigérants pour protéger le circuit de tête de la colonne contre la corrosion.

Une partie du liquide de fond de la colonne est réchauffée dans le rebouilleur et réintroduite dans la colonne au-dessous du 1<sup>er</sup> plateau. L'autre partie (résidu), constituant le naphta stabilisé, est envoyée à la colonne de séparation des naphas.

### **I.3.5 Séparation de la coupe naphta A**

Le naphta stabilisé, provenant des deux colonnes de stabilisation, est envoyé à la colonne de séparation.

Les vapeurs de tête de la colonne, sont partiellement condensées dans les aéroréfrigérants et dans les condenseurs puis envoyées dans un ballon de reflux.

La phase vapeur (hydrocarbures légers) du ballon de reflux est envoyée à la torche. Une partie de la phase liquide est envoyée comme reflux de la colonne; l'autre partie constituant le distillat (naphta A) est envoyée au stockage.

Une partie du produit de fond de colonne est réchauffée dans les rebouilleurs et réintroduite dans la colonne au-dessous du 1<sup>er</sup> plateau. L'autre partie, constituant le résidu de la colonne (naphta B+C), est envoyée à la colonne de séparation et à la colonne de séparation de la coupe C6.

### **I.3.6 Séparation de la coupe C6**

Une partie du résidu de la colonne de séparation, constituée par le mélange naphta (B+C), est envoyée à la colonne de séparation de la coupe C6 (principalement les C6 paraffiniques).

Les vapeurs de tête, sont partiellement condensées dans l'aéroréfrigérant et envoyées dans le ballon de reflux. La phase vapeur du ballon est envoyée à la torche. Une partie de la phase liquide est envoyée comme reflux de la colonne au-dessus du 36<sup>ème</sup> plateau ; l'autre partie (distillat) est envoyée à l'unité d'isomérisation ion. Le liquide de fond de colonne, est en partie réchauffé dans le rebouilleur. L'autre partie (résidu), constituant la coupe naphta C, est envoyée au stockage.

### **I.3.7 Séparation de la coupe naphta B**

Cette nouvelle colonne est pour séparer le naphta B du naphta C. Une partie du résidu de la colonne de séparation du naphta A est envoyée à la colonne. Les vapeurs de tête, sont partiellement condensées dans les aéroréfrigérants avant d'être envoyées au ballon de reflux.

La phase vapeur est envoyée à la torche. Une partie de la phase liquide est envoyée à la colonne au-dessus du 36<sup>ème</sup> plateau; l'autre partie (distillat), constituant la coupe naphta B, est envoyée, après refroidissement dans les aéroréfrigérants et dans le condenseur à eau, au stockage.

Le liquide de fond, est en partie réchauffé dans les rebouilleurs et réintroduit dans la colonne au-dessous du 1<sup>er</sup> plateau. L'autre partie (résidu), constituant la coupe naphta C, est envoyée par la dans l'échangeur, puis dans les aéroréfrigérants et enfin dans l'échangeur où elle est refroidie. La coupe naphta C est ensuite mélangée en ligne avec la coupe naphta C provenant de la colonne et acheminée au stockage [8].



## **Chapitre II : Procédé de dessalage électrostatique**

## **II.1 Introduction**

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau [9]. La salinité de ce dernier est limitée à 3 mg/l et leBSW (Eau en suspension + sédiments) est inférieure à 1%. Pour cette raison, des techniques de séparation doivent être appliquées sur le brut pour éliminer les sels et l'eau contenus dans le brut. Le but est de sauver les installations de traitement et de raffinage, et d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations [10].

Le dessalage du pétrole est une opération essentielle, car elle conditionne la bonne marche des traitements en aval. Il consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable, et à dissoudre les cristaux de sels dans une eau d'apport qui est ensuite éliminée [11].

## **II.2 Généralités**

### **II.2.1 But du dessalage**

Le but de l'opération est de débarrasser le pétrole brut des sels et sédiments qu'il contient, afin d'augmenter l'efficacité des équipements utilisés pour effectuer la distillation atmosphérique [12].

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

- Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les turbines, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.
- La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.
- Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à 3 mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de d'éliminer l'eau et les sels afin de satisfaire aux spécifications commerciales [13].

### **II.2.2 Généralité sur les sels**

#### **a) Nature des sels**

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement [14]:

- $MgCl_2$  (chlorure de magnésium) : 20%,
- $CaCl_2$  (chlorure de calcium) : 10%,

- *NaCl* (chlorure de sodium) : 70%.

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut [15].

**b) Inconvénients de la présence des sels**

Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut se déposer dans les équipements d'échange de chaleur. En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés et ont tendance à boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval. En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement une teneur en sel de pétrole brut réduite à de très faibles niveaux avant le traitement.

Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut.

(Stabilisation, topping), qui sont :

- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).

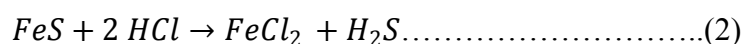
Les chlorures de sels s'hydrolysent avec génération de chlorure d'hydrogène, qui entraîne des phénomènes de corrosion dans le circuit de tête des distillations atmosphériques.

On considère généralement que la concentration en chlorures des eaux de tête de colonne ne doit pas dépasser 10 ppm, sous peine de corrosion sévère.

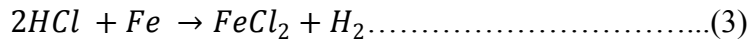
Malgré les moyens de lutte conventionnelle telle que l'injection de soude dans le brut après dessaleur et d'inhibiteurs de corrosion en tête de colonne, le dessalage constitue une arme maîtresse contre la corrosion [16].

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivantes :

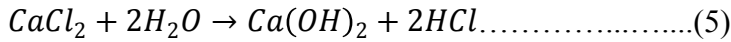
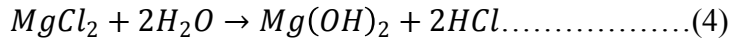
- La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



- L'acide chlorhydrique attaque le fer :



➤ Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température pour donner de l'acide chlorhydrique [17]:



En raison de ces problèmes, la teneur en sel de pétrole brut doit être réduite à de très faibles niveaux avant le raffinage [18].

### II.3 Phénomènes d'émulsion

Lorsque l'huile et l'eau se séparent en couches, l'huile flotte sur et l'eau. L'espace où les deux couches se touchent est appelé « interface ».

Ici, l'huile et l'eau peuvent former une « couche d'émulsion » où les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement liées et difficilement séparables. L'épaisseur de la couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à près d'un mètre. Une épaisse couche d'émulsion peut provoquer un mauvais fonctionnement dans le procédé de dessalage électrostatique, comme une surcharge de la charge électrique, des données erratiques de courant et une eau d'effluent huileuse. Cette couche doit être minimisée ou contrôlée.

Un agent désémulsifiant peut être utilisé pour briser la couche d'émulsion ou pour prévenir l'épaississement de la couche. Dans les cas extrêmes, toute l'eau et la couche d'émulsion doivent être éliminées du dessaleur et établir un nouveau niveau d'eau [19].

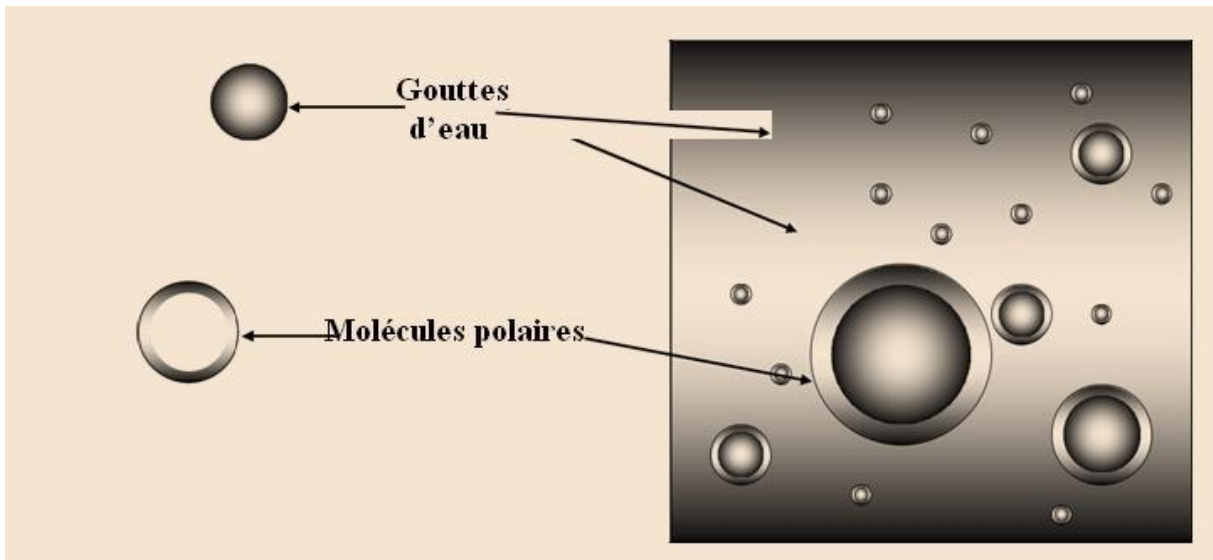
#### II.3.1 Conditions de formation d'une émulsion

L'émulsion la plus rencontrée dans le pétrole brut est de type eau dans huile (hydrophobe) (**Figure II.1**) ; la partie continue est huilée. Plus rarement on peut trouver les émulsions inverses de type huile dans l'eau (hydrophile).

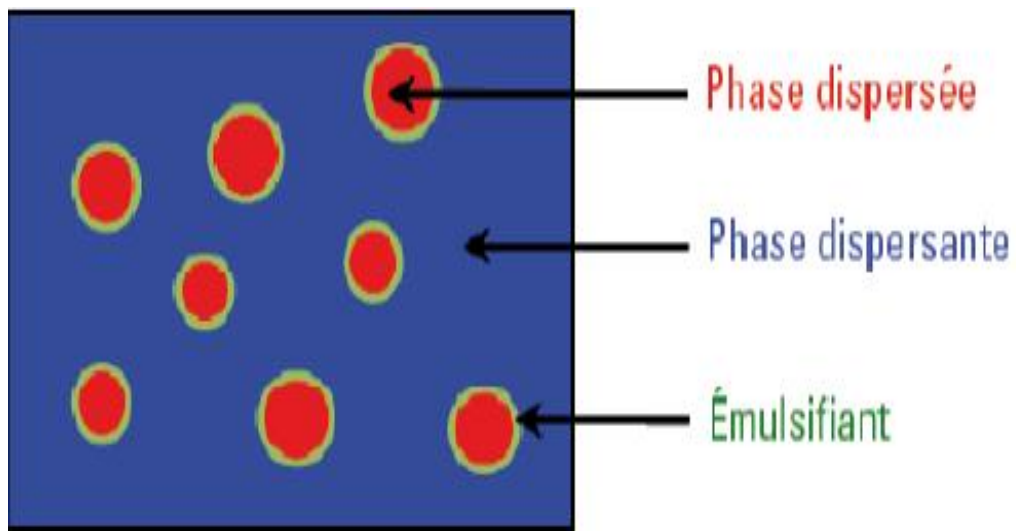
Trois conditions sont nécessaires pour la formation d'une émulsion :

- ✓ Le non miscibilité des deux liquides ;
- ✓ Une énergie nécessaire pour la dispersion d'une phase dans l'autre ;
- ✓ La présence d'un agent émulsifiant.
- ✓ L'agent émulsifiant à l'interface eau/brut se trouve sous forme d'une barrière autour des
- ✓ gouttes d'eau et empêche la coalescence (**Figure II.2**). Ces agents comprennent les

- ✓ asphaltées, les résines, les acides organiques, les paraffines solubles dans l'huile ou des
- ✓ particules finement divisées qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par
- ✓ l'eau; Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et
- ✓ aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer [11].



**Figure II.1** Représentation d'une émulsion EAU / HUILE [20]



**Figure II.2** Représentation d'une émulsion avec émulsifiant [21]

**II.3.2 Etapes de désintégration des émulsions (Figure II.3)**

Deux forces s'opposent: les tensions inter faciales des deux liquides qui tendent à faire 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 interfaciaux 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, la séparation par gravité peut être effectuée



**Figure II.3** Principe de la désintégration d'une émulsion [17]

## II.4 Dessalage électrostatique

### II.4.1 Exemple d'un dessaleur électrostatique

Lorsque l'on parle de dessalage du pétrole brut, 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 [21].

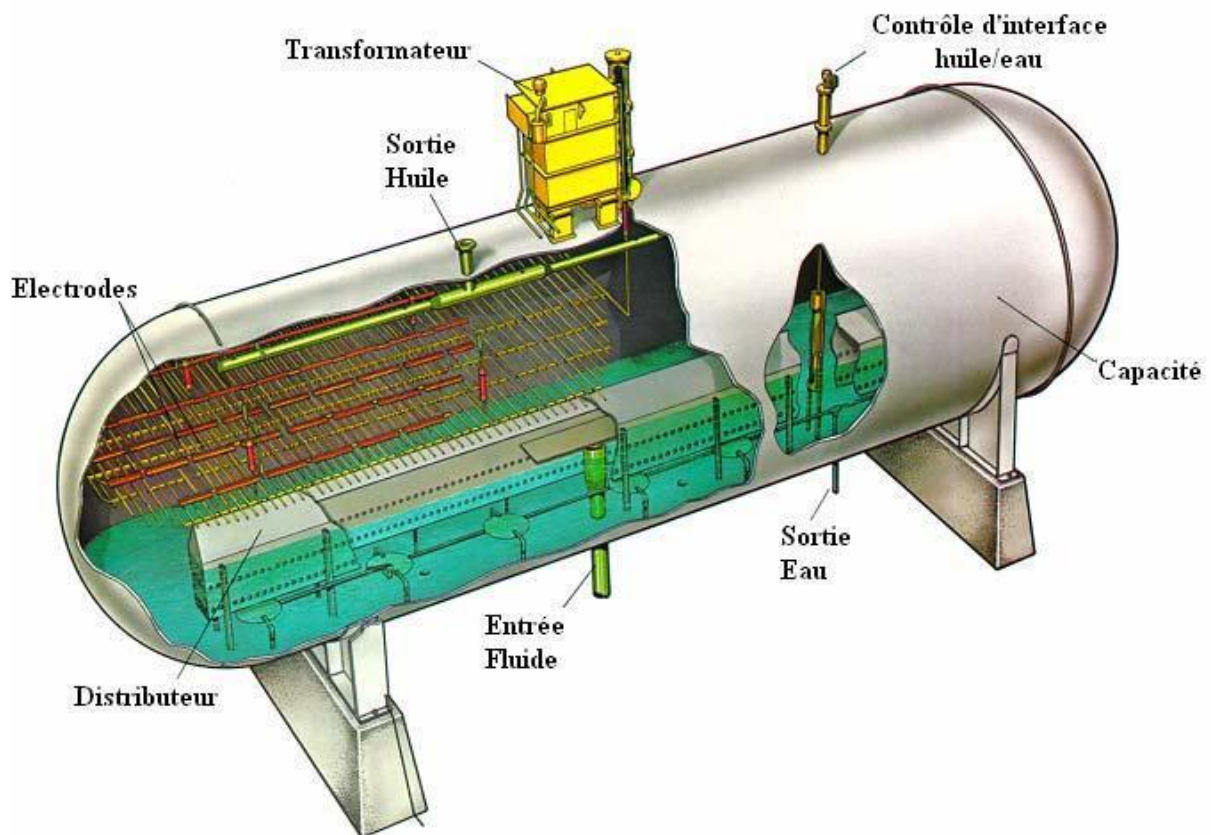


Figure II.4 Dessaleur électrostatique [19]

Il existe cependant différents types de dessalage selon la composition et le volume des fluides qui circulent dans ces ballons. Nous en parlerons plus précisément dans le chapitre suivant [21].

### II.4.2 Mécanisme de dessalage électrostatique

Le dessalage électrique comporte des opérations successives décrites ci-dessous.

#### a) Lavage ou diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'opération de lavage, dissolution et dilution, consiste à faire passer les sels contenus dans le brut dans la phase eau. L'eau de lavage sert à dissoudre les cristaux de sel contenus dans le brut, pour assurer le meilleur contact eau/huile. L'émulsion réalisée doit être assez fine, dont la dimension varie selon le taux de lavage utilisé. Le mélange eau/huile s'effectue à travers une vanne de mélange, dont le réglage est effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible [23].

**b) Coalescence des gouttelettes d'eau**

L'émulsion eau/huile est fortement stabilisée par des molécules polaires, telles que les asphaltées et des solides finement divisés. Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiant. Le champ électrique du dessaleur contribue à déstabiliser la barrière des molécules polaires entourant les gouttelettes d'eau, ce qui facilite leur coalescence [23].

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

- Les forces d'attraction des gouttelettes d'eau entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à se regrouper.
- L'agitation créée par le champ électrique

Les gouttelettes sont soumises à des forces d'attraction, dont l'équation est de la forme :

$$F = k E^2 \frac{a^6}{d^4} \quad (N) \dots\dots\dots (II.1)$$

- a : Est le rayon des gouttelettes (cm),
- E : Est le champ électrique (Volt/cm),
- d' : Est la distance entre les centres des gouttelettes en coalescence (cm),
- k est une constante.

La coalescence dépend aussi du taux de lavage, ainsi que de la vitesse de coalescence.

$$Vc = K \frac{X^4}{\mu} \quad (m/s) \dots\dots\dots (II.2)$$

- $Vc = K \frac{X^4}{\mu} \quad (m/s) \dots\dots\dots (II.2)$   
X : Est le taux de lavage (%),
- $\mu$  : Est la viscosité dynamique du brut (kg/ h.m),

- k est une constante.

Pour augmenter la coalescence, il faut:

- Augmenter le champ électrique E qui ne doit pas dépasser la valeur de 20000

Volt/cm.

- Diminuer la distance « d » entre les gouttelettes, et augmenter le rayon de la gouttelette « a ». Ces deux grandeurs sont fonction du taux d'eau de lavage.
- Augmenter la température pour diminuer la viscosité de la phase continue (brut) [23].

### c) Décantation

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, décantent au fond du dessaleur, sous l'effet de la densité qui est supérieure à celle du brut. La vitesse de décantation est donnée par la loi de Stokes [11]:

$$V_d = \frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_b) D_p^2}{\nu} \left( \frac{m}{s} \right) \dots\dots\dots(\text{II.3})$$

- $V_d$  : Est la vitesse décantation (m/s),
- $g$  : Est l'accélération de l'apesanteur ( $m/s^2$ ),
- $\rho_e$  : La densité de l'eau ( $kg/m^3$ )
- $\rho_b$  : La densité du brut ( $kg/m^3$ )
- $\nu$  : Est la viscosité cinématique du brut (cst),
- $D_p$  : Est le diamètre des gouttelettes d'eau (m).

L'amélioration de la décantation est obtenue par :

- L'augmentation de la gouttelette d'eau en élevant la quantité d'eau injectée et l'utilisation des désémulsifiant ;
- L'utilisation d'une température la plus élevée possible dans le dessaleur, pour diminuer la viscosité de la phase continue [24].

L'opération de dessalage se schématise comme suit:

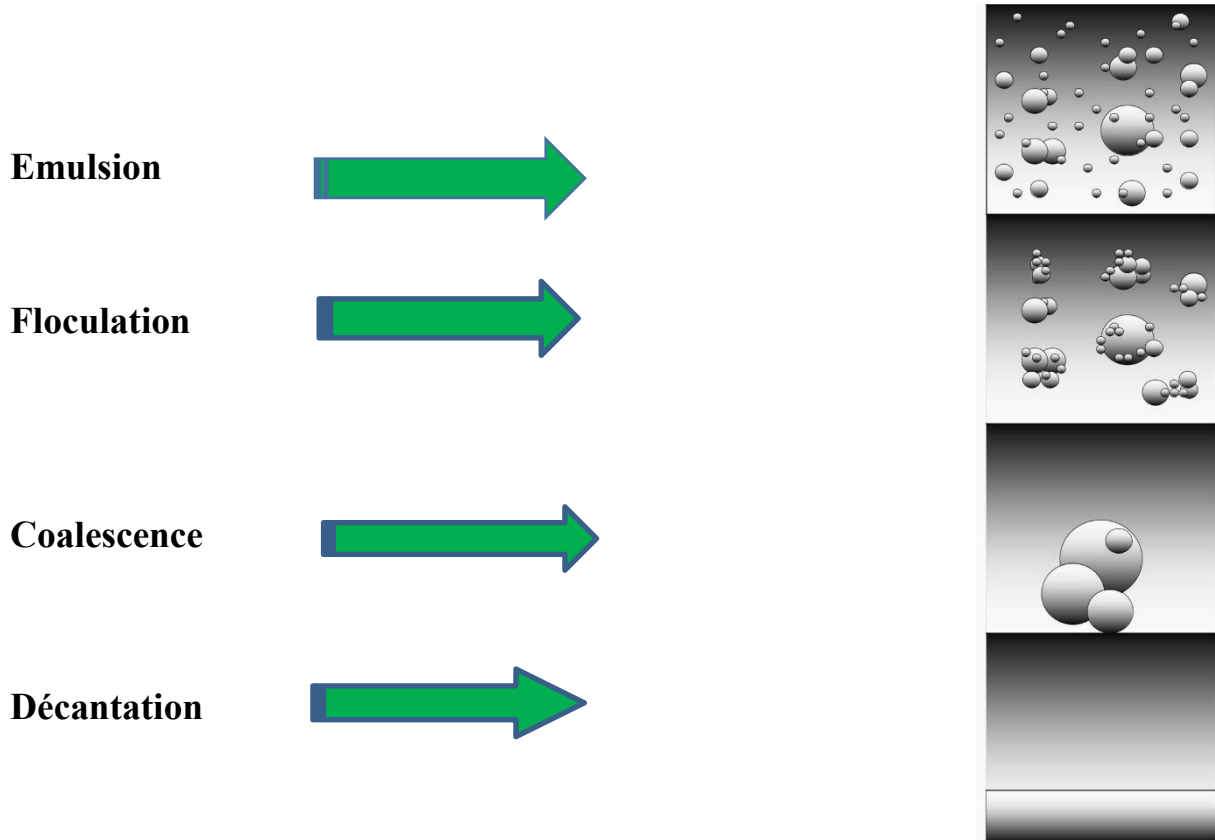


Figure II.5 Principe schématique du dessalage [17]

#### II.4.3 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

Cas du dessaleur du complexe RA1K (Figure II.6)

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant.

Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle

( $\Delta P$ ) à travers la vanne de mélange.

Le mélange entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion.

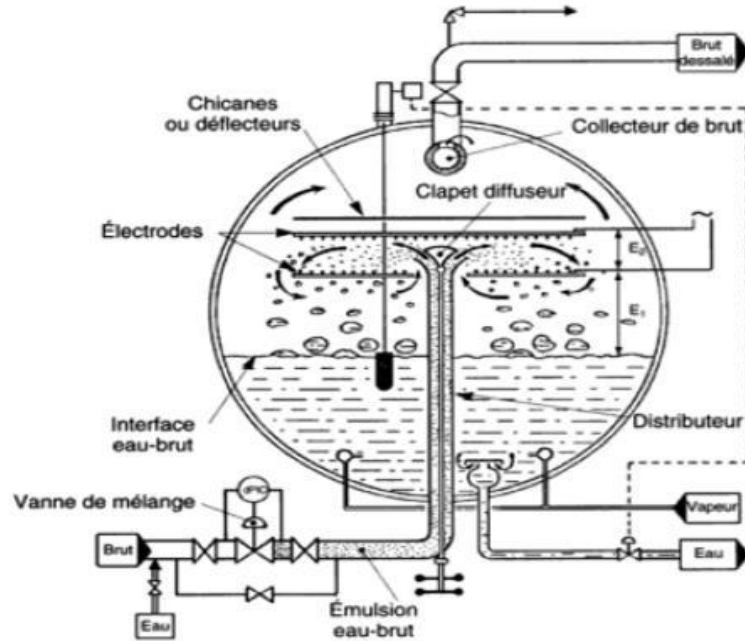


Figure II.6 : Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique [24]

Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire. Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur. Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur.

L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau.

Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur. Les 2 sorties eau sont connectées à un collecteur multiorifices localisé à l'intérieur du dessaleur [19].

#### II.4.4 Avantages et inconvénients

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés offshore pour mettre les bruts aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 20.000V/cm. Ces champs sont généralement pulsés, c'est à dire de sens constant mais d'amplitude variable. Les plus anciens dessaleurs, comportaient deux

nappes d'électrodes horizontales, et induisaient donc deux champs, un primaire entre les électrodes, et un secondaire entre l'électrode inférieure et l'interface eau/huile [17].

**a) Avantages**

- Très bonne efficacité ;
- Compacité, temps de séjour autour de 8 mn pour les plus récents ;
- Marche dégradée possible ;
- Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel ;
- Réglage possible et facile ;
- Limitent la consommation de produits chimiques [17].

**b) Inconvénients**

- Teneur en eau limitée à l'entrée (15-20 % maximum) ;
- Nécessité de deux étages si le BSW est élevé (déshydratation et dessalage) ;
- Phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessité d'ajouter une pompe en amont ;
- Coût élevé, consommation électrique grande [17].



**Chapitre III : Calcule et  
analyse de la performance du  
dessaleur électrostatique à  
l'unité « Topping » (RA1K)**

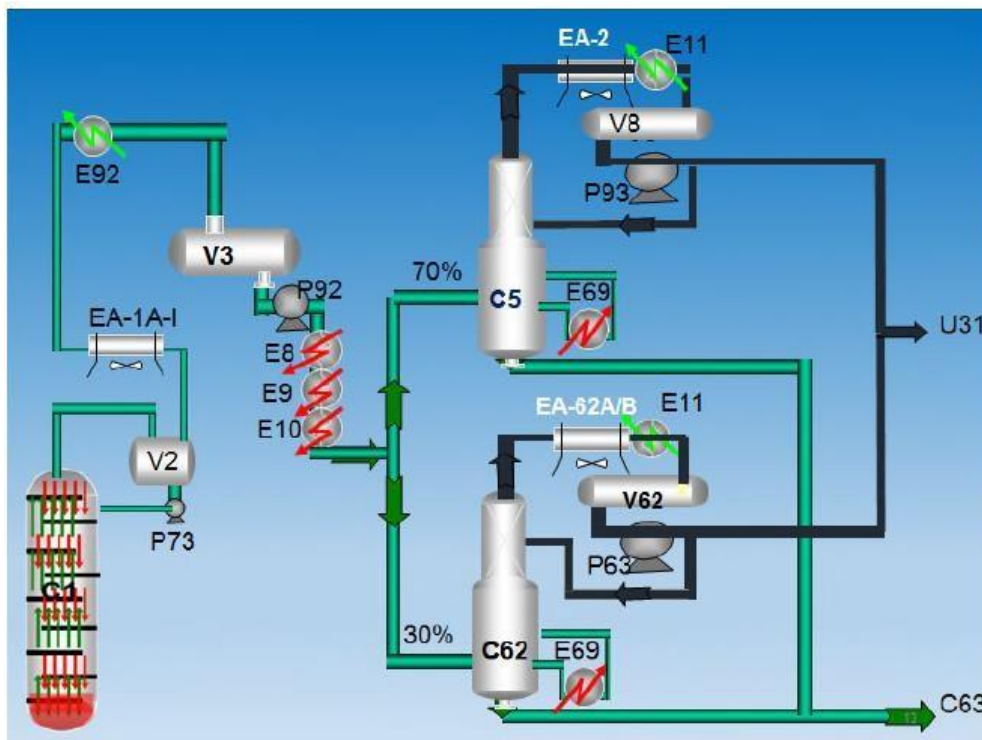
### III.1 INTRODUCTION

Plusieurs analyses sont réalisées afin de vérifier le bon fonctionnement de l'unité Topping et la conformité des produits obtenus. En général, ces analyses portent sur la mesure de la viscosité, la teneur en soufre et en minéraux, ainsi que sur le contrôle des concentrations en chlorures et en fer.

L'objectif de ce chapitre est d'étudier la présence des sels et des chlorures susceptibles d'être introduits dans le procédé et éventuellement mal éliminés au niveau du dessaleur et de l'unité de dessalage.

Pour cela, des analyses ont été effectuées sur les eaux récupérées à partir des ballons V3, V8 et V62 (Figure III.1), afin de déterminer les concentrations de fer et de chlorures présentes dans ces eaux, qui ne doivent pas dépasser respectivement 2 ppm et 10 ppm. Les analyses ont été a une période de 7j.

### III.2 Résultats des analyses du brut



**Figure III.1** Schéma explicatif des points d'échantillonnage

### III.2.1 Quantité de fer

Afin de déterminer l'état et la quantité du fer, notamment sa concentration au sein d'un échantillon, on doit effectuer un test de colorimétrie par complexation. La méthode à la 1,10-phénanthroline est ici privilégiée pour sa grande sensibilité et sa stabilité. Elle repose sur la formation d'un complexe coloré rouge-orangé entre les ions ferreux ( $Fe_2^+$ ) et le réactif, dont l'intensité lumineuse est proportionnelle à la quantité de fer présente.

Ce protocole analytique est essentiel pour vérifier la pureté du matériau et détecter d'éventuelles traces de corrosion ou de contamination. Pour valider la précision de ce dosage, une démarche rigoureuse de calibration et de mesure a été suivie.

La section suivante détaille le déroulement de l'expérience, depuis la préparation des solutions étalons jusqu'à l'obtention de la courbe d'étalonnage et des résultats finaux.

#### ➤ Principe de la méthode

- Formation d'un complexe rouge-orange entre les ions ferreux et O-phénanthroline-1-10.
- Le complexe contient trois molécules d'orthophonanthroline over in fer bivalent  $(C_{12}H_5N_2)_2F_2$ .
- La couleur obtenue est comparée au spectrophotomètre

#### ➤ Appareillage

- Spectrophotomètre avec cellule de 40 mm
- cylindres gradué de 100 ml
- Cylindre gradué de 500 ml
- Cylinder gradué de 250 ml
- Becher en pyrex de 800 ml
- Verre de montre
- Pipettes graduées de 1 ml division 0.01 ml
- Pipette graduée de 2 ml division 0.01 ml
- Pipette graduée de 5 ml division 0.1 ml

#### ➤ Réactifs

- Eau avec les caractéristiques suivantes :
  - Solide total maximum **0.1 ppm**
  - Conductibilité maximum **1.5  $\mu S/cm$**
  - COD **négative**
  - Fer **absent**
- Solution standard de Fer :
  - Solution A peser 7,023 gr de sel de Mohr  $(NH_4)_2 Fe (SO_4)_2 \cdot 6H_2O$  Diluer à 500 ml.

**Chapitre III : Calcule et analyse de la performance du dessaleur électrostatique à l'unité « Topping » (RAIK)**

---

- Ajouter 5 ml de  $H_2SO_4$  concentré, diluer à 1000 ml.

(1 ml de la solution A-----1 mg de  $Fe_2^+$ ).

- Solution B prélever 10 ml de la solution A et porter le volume à 1000 ml

(1 ml de la solution B 0.01 mg de  $Fe^+$ ).

- Solution de  $HCl$  (1:1).
- Solution de chlorhydrate d'hydroxylamine.
- Dissoudre 10 gr de chlorhydrate d'hydroxylamine dans 90 ml d'eau.
- Solution tampon d'acétate.

Dissoudre 100 g d'acétate d'ammonium dans 100 ml d' $H_2O$ . Ajouter 200 ml d'acide acétique glacé ppa et porter à 1.000 ml avec feu.

- Solution d'ortho-phénantroline:

Dissoudre 0.125 gr d'ortho-phenantroline (ppa) dans 10 ml d'acide acétique et porter à 100 ml avec l'eau distillée.

- Hydrate d'ammonium à 12.5%.
- Mélanger 550 ml d'ammoniac à 25% avec 450 ml d'eau.
- Mélanger 393 ml d'ammoniac à 35% avec 607 ml d'eau.

➤ **Préparation de la courbe d'étalonnage :**

- Introduire avec une micro burette dans 5 ballons de 100 ml 1-2-3-4-5 ml de la solution B correspondant à 100-200-300-400-500 ppb de  $Fe_2^+$ , diluer a 100 ml avec l'eau exempte de fer.
- Ajouter 4 ml de solution orthophenantroline.
- 5 ml de solution tampon de l'acetate.
- 2 ml d'hydrate d'ammonium à 12.5%, agité 1 minute.
- Attendre 5 minutes, et lire au spectrophotomètre à une longueur d'onde de 425 nm cellule de 40 mm en utilisant comme référence un essai à blanc.
- Reporter les valeurs sur le digramme, et tracer la courbe d'étalonnage.
- Dans le cas de basse concentration, prélever 100 ml de la solution Bet diluer a 1000 ml avec l'eau.
- 1 ml----- 0.001 mg de  $Fe$

➤ **Mode opératoire**

- Prendre dans un cylindre 100ml d'échantillon et suivie le mode opératoire d'après la courbe d'étalonnage à partir du point 2.
- Calculer  $Fe_2^+$  a partie la courbe d'étalonnage.

**Chapitre III : Calcule et analyse de la performance du dessaleur électrostatique à l'unité « Topping » (RAIK)**

➤ **Calcul**

- Lire directement sur la courbe d'étalonnage, la concentration de  $Fe_2^+$  on ppb.

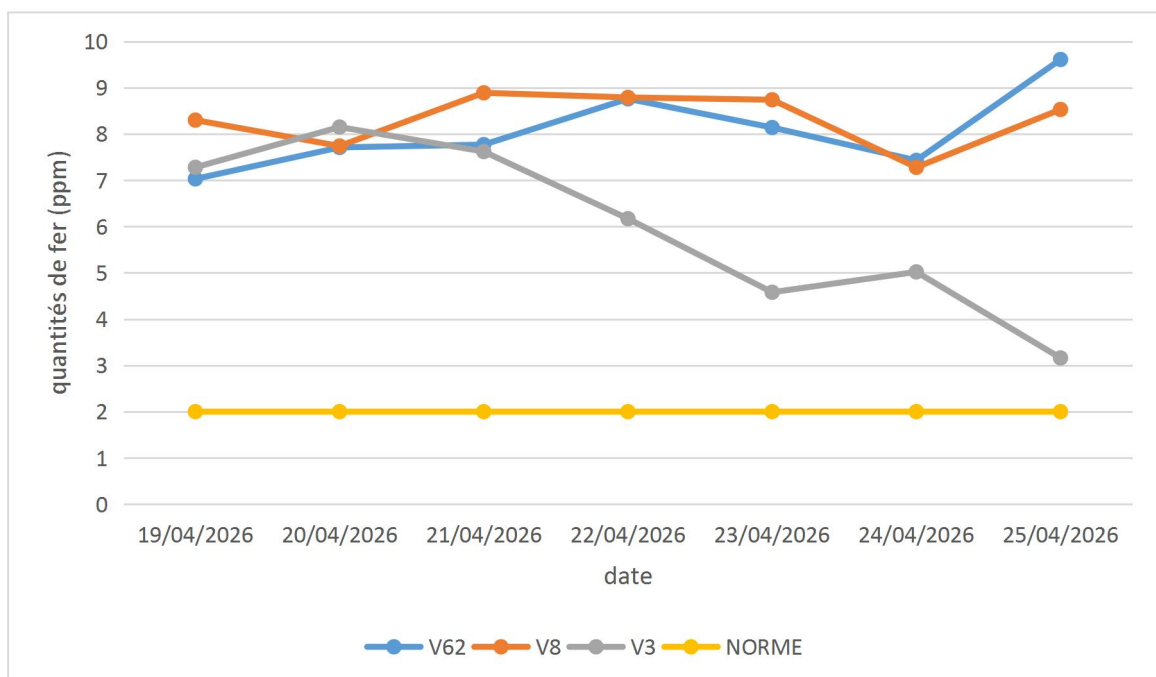
➤ **Remarques**

Dans le cas de faible concentration, on concentre dans un bêcher de 500 ml d'échantillon on présence d'un ml  $HCl$  à 15 et 1 ml de chlorhydrate d'hydroxylamine, évaporer jusqu'au volume de 50 à 60 ml d'échantillon, compléter à 100 ml avec l'eau.

- Pour les calcule ta formule sera : La lecture site sur la courbe d'étalonnage sera divisée par 2.5.

**Tableau III.1:** Tableau de variation de la quantité des fers contenus dans les eaux acides récupérées à partir des ballons V3, V8 et V62.

date	V62	V8	V3	NORME
19-04-2026	7.03	8.3	7.28	2
20-04-2026	7.71	7.74	8.15	2
21-04-2026	7.77	8.89	7.62	2
22-04-2026	8.76	8.79	6.17	2
23-04-2026	8.14	8.74	4.58	2
24-04-2026	7.43	7.28	5.02	2
25-04-2026	9.61	8.53	3.16	2



**Figure III.2** Quantités de fer mesurées à partir des échantillons des eaux acides dans les ballons V3, V8 et V62

La **Figure III.2** présente l'évolution des concentrations de fer dans les eaux acides. On observe que ces concentrations dépassent la norme fixée à **2 ppm** durant toute la période d'analyse. La valeur maximale est enregistrée **au 7<sup>e</sup> jour au niveau du ballon V62**, avec une concentration de **9,61 ppm**, tandis que la valeur minimale est observée **au 7<sup>e</sup> jour au niveau du ballon V3**, avec une concentration de **3,16 ppm**.

### **III.2.2 Quantité de chlorure**

Nous avons regroupé les résultats de nos analyses concernant les quantités des chlorures sur des échantillons d'eaux acides des ballons V3, V8 et V62 sur la **Figure III.3**. On remarque que toutes les valeurs dépassent la norme préconisée par la législation qui est de 5 ppm.

#### ➤ **Mode opératoire**

Cette méthode permet de déterminer les chlorures dans les eaux industrielles, eaux d'alimentation et eaux de vapeurs.

#### ➤ **Appareillage**

- Burette graduée de 10 ml.
- Pipette (la verrerie doit être séchée obligatoirement)

#### ➤ **Réactifs**

- Eau exempte de chlore
- Solution de  $Hg(NO_3)_2$  à 0.014 N : dissoudre 1.53 g d'oxyde de mercure  $HgO$  dans 1.5 ml  $H_2O$  distillée et 1.5 ml d'acide nitrique concentré, agiter jusqu'à la dissolution complète.
- Acide nitrique à 0.05 N (3+997) soit trois volumes d'acide nitrique de densité 1.42 avec 997 ml d'eau distillée
- Indicateur de bleu de bromophenol : dissoudre 0.2 g de bleu de bromophenol dans 100 ml d'alcool éthylique.
- Indicateur de diphényle carbazone : dissoudre 0.15 g de diphényle carbazone dans 100 ml d'alcool éthylique

#### ➤ **Mode opératoire**

- Prendre 100 ml d'échantillon
- Ajouter 2 gouttes de bleu de bromophenol, 2 gouttes d'acide nitrique à 0.05 N jusqu'au virage du bleu au jaune clair

**Chapitre III : Calcul et analyse de la performance du dessaleur électrostatique à l'unité « Topping » (RAIK)**

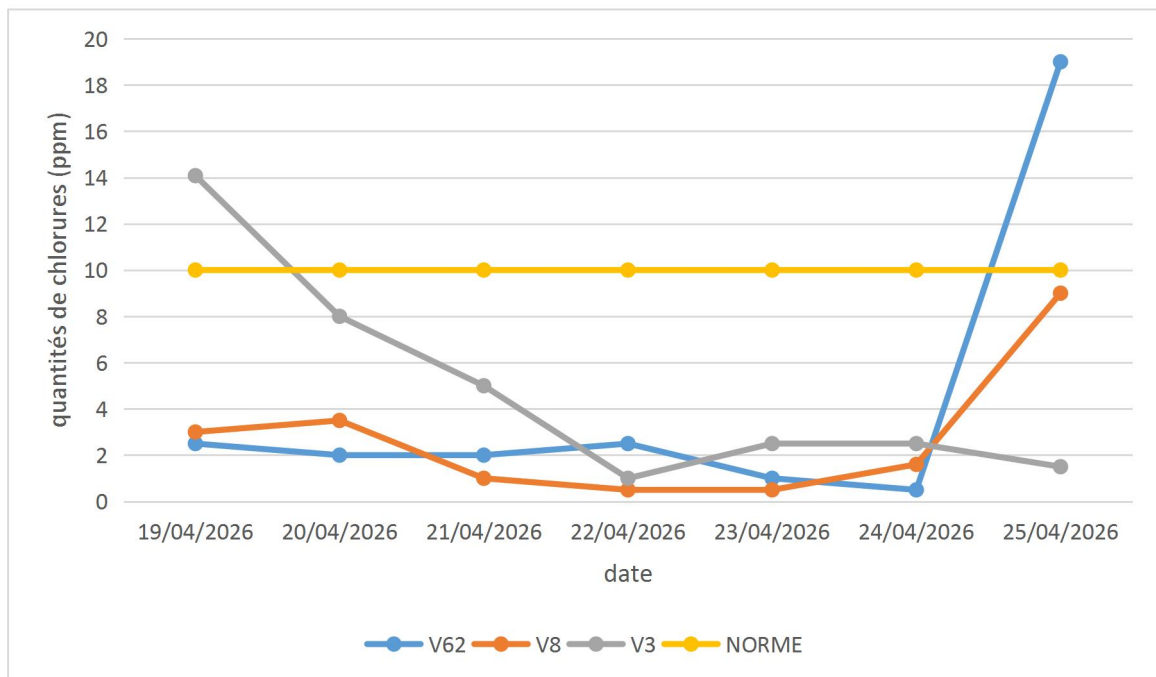
- Ajouter 1 ml de diphényle carbazone, puis titrer avec  $Hg(NO_3)_2$  à 0.014 N jusqu'à virage au violet, noter le volume.

➤ **Calcul**

- $PPM \text{ de chlorure} = (V - \text{blanc}) \times 5$
- Blanc = 0.1

**Tableau III.2:** Tableau de variation de la quantité de chlore contenus dans les eaux acides récupérées à partir des ballons V3, V8 et V62.

Date	V3	V8	V62	NORME
19-04-2026	14.08	3	2.5	10
20-04-2026	8	3.5	2	10
21-04-2026	5	1	2	10
22-04-2026	1	0.5	2.5	10
23-04-2026	2.5	0.5	1	10
24-04-2026	2.5	1.6	0.5	10
25-04-2026	1.5	9	19	10



**Figure III.3** Quantités de chlorures mesurées à partir des échantillons des eaux acides des ballons V3, V8 et V62

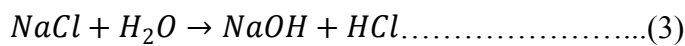
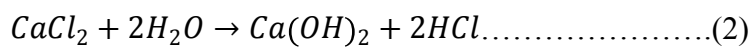
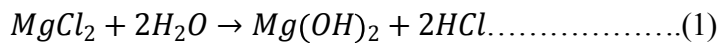
Par ailleurs, une valeur minimale de 0.5 ppm a été enregistrée au 4<sup>e</sup> et 5<sup>e</sup> jour au niveau du ballon V8, tandis qu'un maximum de 19 ppm a été observé au 7<sup>e</sup> jour au niveau du ballon V62.

L'augmentation anormale des teneurs en chlorures s'explique par la formation de l'acide chlorhydrique ( $HCL$ ) sous forme liquide, résultant de l'hydrolyse des sels présents dans l'eau

résiduelle dispersée dans la phase pétrolière.

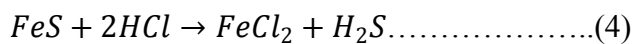
Ces sels sont principalement constitués de chlorure de sodium ( $NaCl$ ), chlorure de calcium ( $CaCl_2$ ) et chlorure de magnésium ( $MgCl_2$ ), et peuvent se présenter sous forme de cristaux, de fines gouttelettes ou d'émulsions.

L'hydrolyse de ces sels se produit sous l'effet de températures supérieures à 100°C, notamment lors de l'évaporation de l'eau contenue dans le pétrole, suivant les réactions chimiques correspondantes.



Le  $HCl$  est initialement formé à l'état gazeux, sous lequel il ne présente pas de danger significatif. Cependant, lors du refroidissement au cours de la séparation eau-brut, il se condense en phase liquide, formant ainsi un acide fortement corrosif.

Ce  $HCl$  liquide attaque alors la couche protectrice métallique de la colonne de distillation, provoquant sa dégradation et conduisant à la formation de chlorure de fer ( $FeCl_2$ ) en solution aqueuse, selon la réaction suivante :



Ceci explique la perturbation des quantités des fers observée dans la **Figure III.2**.

Comme mentionné précédemment, le  $HCl$  sous forme liquide attaque la couche protectrice de la colonne de distillation, entraînant ainsi une perturbation de son fonctionnement. Cette dégradation a un impact direct sur la qualité des produits obtenus, ainsi que sur les équipements qui en dépendent.

L'objectif de cette étude est donc d'identifier l'origine des perturbations observées dans les teneurs en chlorures, et par conséquent celles en fer. Étant donné que ces chlorures proviennent des sels contenus dans les eaux résiduelles du pétrole brut, une série de vérifications sera entreprise afin de localiser précisément la source de cette anomalie.

### **Conclusion**

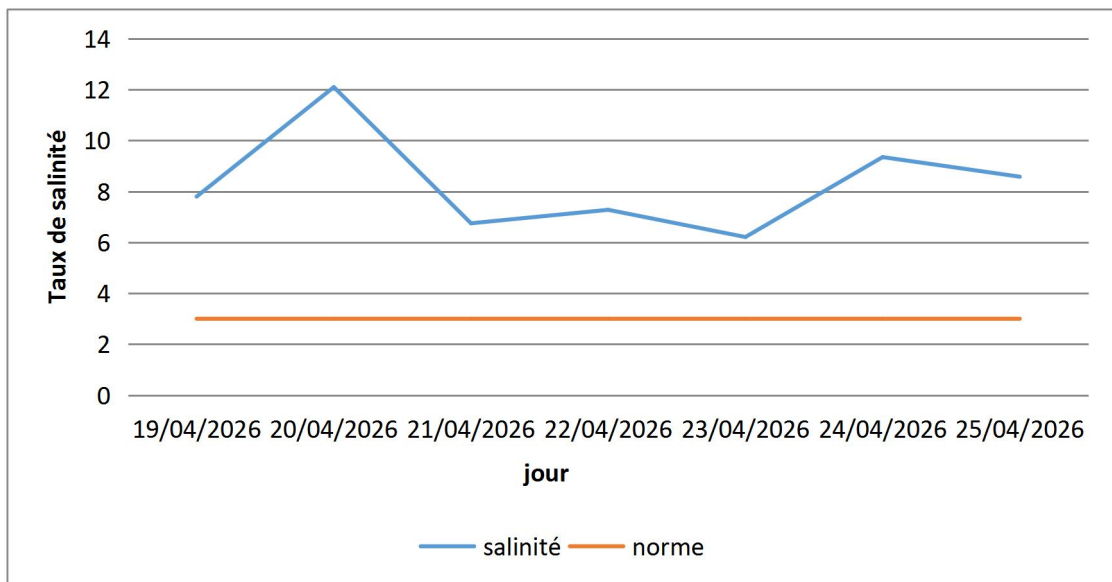
Les analyses ont révélé la présence d'une anomalie dans les teneurs en chlorures, entraînant par conséquent une augmentation des concentrations en fer. Connaissant l'origine de ces chlorures, nous avons entrepris une série de vérifications afin d'évaluer le bon

fonctionnement du procédé de dessalage au niveau de l'unité Topping, dans le but de localiser précisément l'origine de cette anomalie.

### III.2.3 Contrôle de salinité

La salinité du pétrole brut exerce une influence directe sur les équipements utilisés ainsi que sur les colonnes de distillation. Lorsque la salinité du brut après dessalage dépasse la limite admissible fixée à 3 ppm, cela peut entraîner un colmatage des échangeurs thermiques ainsi qu'une corrosion au niveau des têtes des colonnes de distillation [3].

Afin de suivre l'évolution de ce paramètre, des analyses ont été réalisées au laboratoire de la raffinerie. Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure III.4.



**Figure III. 4** Taux de salinité à la sortie du dessaleur.

Le taux de salinité du brut après dessalage demeure nettement supérieur à la norme fixée à 3 ppm, avec un maximum enregistré au 2<sup>e</sup> jour et une valeur minimale observée au 5<sup>e</sup> jour. Ces résultats mettent en évidence la présence persistante de quantités importantes de sels, malgré la réalisation du procédé de dessalage.

Face à ces observations, les analyses de salinité nous ont conduits à évaluer les performances du dessalage, en s'intéressant particulièrement à la qualité de l'eau de lavage ainsi qu'aux paramètres de fonctionnement du dessaleur.

### III.3 Analyse de l'eau

#### III.3.1 Taux d'injection d'eau de lavage

Nous avons calculé les différents taux d'injection d'eau de lavage à l'aide des débits de charge et ceux de l'eau. Les valeurs sont regroupées dans le **tableau III.3**.

**Tableau III.3** Taux d'injection d'eau de lavage

Date	Débit de charge (m <sup>3</sup> /h)	Débit d'eau injecté (m <sup>3</sup> /h)	Taux d'injection (%)	Norme : Taux d'injection optimale (%)
19/04/2026	1334	45	3.373	<b>5</b>
20/04/2026	1332	45	3.378	
21/04/2026	1330	45	3.383	
22/04/2026	1331	45	3.380	
23/04/2026	1329	45	3.386	
24/04/2026	1334	45	3.373	
25/04/2026	<b>1334</b>	<b>45</b>	<b>3.373</b>	

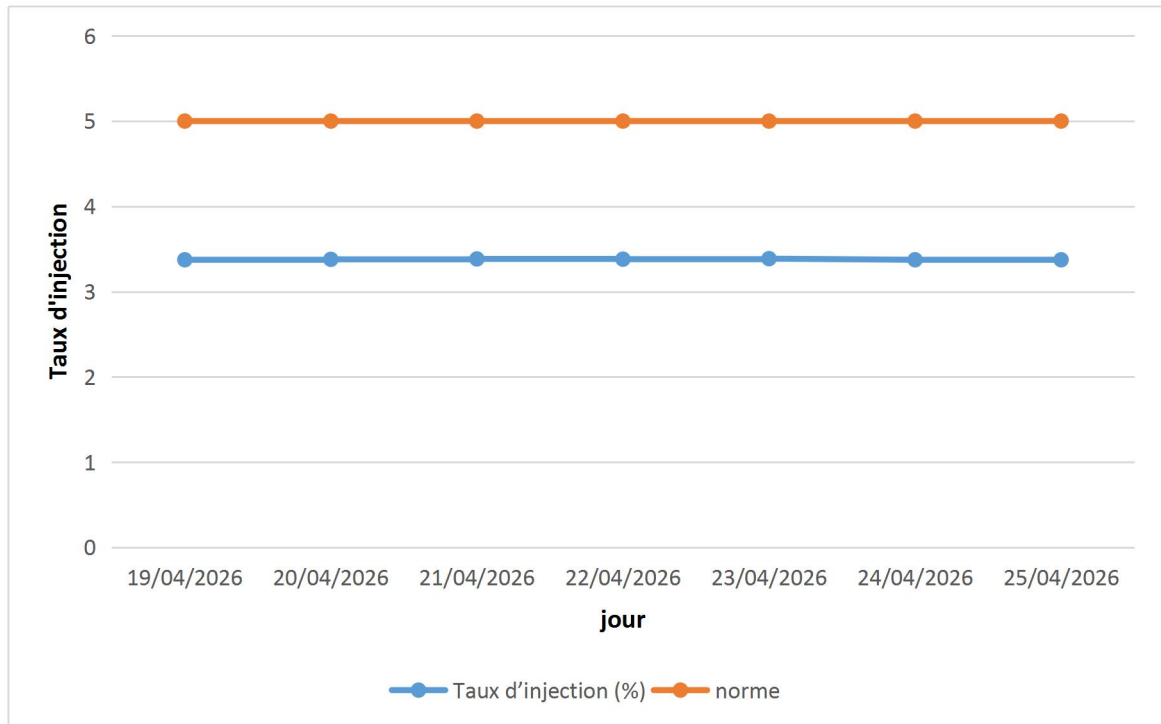
La méthode de calcul est comme suit (1<sup>ère</sup> valeur) :

$$1334 \text{ m}^3/\text{h} \quad 100\%$$

$$45 \text{ m}^3/\text{h} \quad \longrightarrow \quad X$$

$$X = 3.373 \%$$

La **Figure III.5** permet de distinguer la différence entre les taux d'injection calculés et le taux d'injection optimal



**Figure. III.5** Evolution du taux d'injection réel par rapport au taux d'injection optimal.

Nous remarquons que le taux d'eau de lavage réellement injecté est plus au moins constant durant notre suivi et est largement au-dessous du taux d'injection optimal.

### **III.3.2 Qualité d'eau**

#### **- Calcul d'indice de saturation et de stabilité**

Le  $pH_s$  donné par la formule suivante :

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \dots\dots\dots(III.1)$$

Mais réellement en utilise la formule suivante :

$$PH_s = 11,5 - (C + D) \dots\dots\dots(III.1')$$

Après avoir déterminé la valeur du  $pH_s$ , nous avons procédé au calcul de l'indice de stabilité selon la relation (III.2) ainsi que de l'indice de saturation à l'aide de la formule (III.3). Les constantes A, B, C et D ont été déterminées à partir des données de l'annexe A4 et des résultats des analyses effectuées sur l'eau de lavage.

Le procédé de lavage du brut s'effectue sous l'action d'un champ électrique, favorisant la formation d'une émulsion permettant la séparation des sels contenus dans le pétrole brut. Ainsi, la quantité d'eau injectée et sa stabilité constituent des paramètres essentiels. Un taux d'injection insuffisant entraîne une diminution significative de l'efficacité du dessalage, tandis qu'une instabilité de l'eau utilisée peut conduire à une saturation du brut en sels.

Le taux d'injection de l'eau par rapport à la charge doit atteindre 5 %, tandis que la qualité de l'eau utilisée est désignée après le calcul de l'indice de stabilité et de saturation donnés par les formules suivantes [25] :

$$\text{indice de stabilité} = 2pH_s - pH \dots\dots\dots(III.2)$$

$$\text{indice de saturation} = pH - pH_s \dots\dots\dots(III.3)$$

#### **Détermination de [C]**

#### **Détermination De L'alcalinité ( Ta & Tac) Astm D1067.**

##### **➤ Principe de la méthode :**

Effectuer un titrage avec un acide fort en présence de Phénolphtaléine comme indicateur pour déterminer l'alcalinité simple ou titre alcalimétrique simple TA, ensuite toujours dans la même solution et en présence de l'indicateur méthylorange continuer le titrage ce qui nous

donnera le titre alcalimétrique complexe ou TAC.

➤ **Appareillage :**

- Burette de 10 ml division 1/20.
- Cylindre gradué de 100 ml.
- Matra jaugé de 300 ml.

➤ **Réactifs :**

- Acide sulfurique à N/10.(98% :2.73 ml dans 1l eau distillée).
- Phénolphtaléine indicateur solution à 1 % dans l'alcool éthylique à 95 %.
- L'indicateur mixte : 0,02 g de méthyl-rouge + 0,1 g de vert bromocresole dans 100 ml d'alcool éthylique à 95% v.

➤ **Mode opératoire :**

- **Détermination du TA :** Prélever 100 ml d'échantillon dans un Matra jaugé de 300 ml, ajouter 4 à 5 gouttes de phénolphtaléine et tirer avec  $H_2SO_4$ , ou  $HCL$  à N/10 jusqu'à la disparition de la couleur rouge (valeur P).
- **Détermination du TAC :** A la solution précédente, ajouter 4 - 5 gouttes d'indicateur mixte et tirer avec le même acide à N/10 jusqu'au virage de la couleur bleu au rose (Valeur M).

➤ **Calcule :**

- TA exprime en ppm de  $CaCO_3 = A * 50$
- TAC exprime en ppm de  $CaCO_3 = B * 50$
- A : ml d'acide à N/10 utilisé pour le titrage phénolphtaléine.
- B : somme des valeurs en ml d'acide à N/10 utilisé dans les deux titrages.

➤ **Remarques :**

- **TA : titre alcalimétrique :** Correspond à la somme des hydroxydes + La moitié des carbonates.
- **TAC : titre alcalimétrique complet :** Correspond à la somme des hydroxydes des carbonates et bicarbonates.
- La formule générale de calcul :

$$A (B) * N \text{ acide} \times 50 \times 1000 = \text{ppm de } CaCO_3$$

**Vol d'échantillon**

- L'alcalinité peut être déterminée au moyen d'un potentiomètre

TA à  $pH = 8.35$

TAC à  $pH = 4.30$

- L'alcalinité peut être exprimée en degrés français  
 $1^\circ F = 10 \text{ mg/l de Ca CO}_3 = 0,2 \text{ m eq /l} = 0,1 \text{ m mol/l}$
- Si l'alcalinité est basse, on peut utiliser un acide à la concentration : N/20 ou N/50

**Détermination de [D] : DURETE TOTALE TH- MÉTHODE VOLUMÉTRIQUE À L'EDTA  
ASTM D1126**

**AVANT PROPOS :** La dureté est constituée de sels solubles des éléments alcalino-terreux et en particulier de  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ .

➤ **Principe de la méthode :**

C'est un titrage direct avec le sel bi sodique de l'acide éthylène diamine tétra acétique (EDTA) du  $\text{Ca}^{+2}$  et  $\text{Mg}^{+2}$  en présence de l'indicateur ériochrome noir T, l'ériochrome noir T est un indicateur qui en présence des ions  $\text{Ca}^{+2}$  et  $\text{Mg}^{+2}$  se colore en rouge ; et vire au bleu quand la quantité d'acide éthylène diamine tétra-acétique a suffisamment complexé tous les  $\text{Ca}^{+2}$  et  $\text{Mg}^{+2}$  présente les déplaçant du complexe avec l'ériochrome noir T.

La solution doit être tamponnée à  $\text{PH} = 10$ .

- La formule de l'EDTA  $\text{C}_{10}\text{H}_{14} \text{N}_2 \text{Na}_2 \text{O}_8 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $M_r = 372,24$ .
- Ériochrome Noir T  $\text{C}_{20}\text{H}_{12} \text{N}_3 \text{Na}_2 \text{O}_7 \text{S}$ ,  $M_r = 461,39$ .

➤ **Sensibilité :**

La minime trace de dureté relevée correspondre à une concentration de 0,2 ppm de  $\text{CaCO}_3$ .

➤ **Appareillage :**

- Matra jaugé de 500 ml
- Cylindre gradué de 250 ml
- Burette de 10 ml à 0,05 ml de graduation
- Micro burette de 5 ml division 0,01 ml
- Mortier.

➤ **Réactifs :**

1- Solution A à 0,1 M du sel di sodique de l'acide éthylène diamine tétra Acétique bi hydraté complexons 37,226 gr.

On complète avec l'eau à 1000 ml.

1 ml de cette solution A.....10 mg de  $CaCO_3 = 1^\circ F$ .

2- Solution B à 0,01 M du sel di sodique de l'EDTA.

100 ml de la solution A, on complète avec l'eau distillée 1000 ml

1 ml de cette solution B.....1 mg de  $CaCO_3 = 0,1 g$ .

(Ampoule EDTA à 0.1 M dans 1 l'eau distillée)

3- Solution Tampon TH: Peser 43.5 ml de  $NH_4OH$  (d=0.88), ajouter 10 g de  $NH_4CL$  et compléter à 1 l avec de l'eau distillée.

4- Mélange de l'indicateur ériochrome noir T : Mélange 0,5 gr d'ériochrome noir T avec 100 gr. de  $NaCL$  ou  $K_2SO_4$

(Sécher au préalable à l'étuve à 105 °C) puis les rouler dans le mortier.

5- Solution tampon : Prendre 285 ml de  $NH_4OH$  d=0.880, puis 34 g de  $NH_4CL$ , 200 g de double tartrate de sodium et de potassium, ajouter 0.5 g de  $K_2CrO_4$  et compléter avec de l'eau distillée, agiter pendant une heure.

➤ **Mode opératoire :**

1 - Prélever 100 ml d'échantillon dans le Matra de 500 ml, ajouter 10 ml de la solution tampon, une pincée de l'indicateur ériochrome noir T à l'aide d'une spatule (environ 0,2 gr).

2 - Mélanger la solution, en présence de dureté la solution se colore en rouge- Cerise.

3 - Titrer avec la solution à 0,01 M d'EDTA jusqu'au virage bleu de l'indicateur en utilisant une micro burette de 5 ml.

4 - En cas de basse teneur de dureté, prélever 250 ml d'échantillon et procéder de la même manière.

5 - Avec un échantillon à haute teneur de dureté, titrer avec la solution à 0,1 M d'EDTA

➤ **Calcule :**

$$\text{Dureté Totale en ppm de CaCO}_3 = \frac{A * F * 1.000}{V}$$

D'où :

A = ml EDTA utilisés lors du titrage

F = mg de CaCO<sub>3</sub> correspondant à 1 ml d'EDTA.

V = Volume en ml de l'échantillon.

Pour V = 100 ml et EDTA à 0,01 M on a :

Dureté totale en ppm de CaCO<sub>3</sub> = A \* 10.

Où pH<sub>s</sub> est le pH de saturation

Le **tableau III.2** rassemble les constantes déterminées ainsi que les résultats concernant la qualité d'eau de lavage.

**Tableau III.4** Indice de saturation et de stabilité

Variables	Valeurs
<b>C</b>	1.7
<b>D</b>	2.1
<b>pH<sub>s</sub></b>	7.7
<b>pH</b>	6,0
<b>Indice de saturation</b>	-1,7
<b>Indice de stabilité</b>	9,4

L'indice de saturation négatif indique que pH < pH<sub>s</sub>, ce qui traduit, d'après l'annexe A5, le caractère agressif de l'eau.

Par ailleurs, l'indice de stabilité, supérieur à 8,5, révèle également, selon l'annexe A5, une forte tendance corrosive de l'eau.

### III.4 Vérification des performances de la section de dessalage

Après avoir été lavé et préchauffé dans les échangeurs (1) et (2), le pétrole brut subit une séparation partielle entre le pétrole et l'eau au niveau du dessaleur, processus appelé dessalage. Ce dernier est influencé par plusieurs paramètres.

La Figure III.8 présente un schéma simplifié du dessalage du brut réalisé dans l'unité 11 Topping. En utilisant l'eau provenant de l'unité ETP comme eau de lavage, ce procédé nécessite une pompe d'injection, deux échangeurs et un dessaleur.

(1) (2)

Fi

**Figure III.6** Schéma simplifié du procédé dessalage de l'unité 11 topping (RA1K)

#### **III.4.1 Vérification du dessaleur**

Le brut préchauffé est mélangé avec l'eau de lavage, le flux de l'émulsion créé est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur qui est situé juste au-dessus du fond du dessaleur. L'émulsion quitte le distributeur par ses trous sous forme de doigts d'émulsion et en se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts traversent de bas en haut l'eau sans toucher ses gouttelettes, une fois arrivées au niveau des électrodes une rupture de l'émulsion en gouttelettes d'eau et brut aura lieu, ces gouttelettes se polarisent puis se coalescent.

Le brut continue son chemin vers le haut et quitte le dessaleur par la sortie qui est connectée à un collecteur multi orifices qui se situe à l'intérieur du dessaleur, l'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur, ces deux sorties sont connectées à un collecteur multi orifices dont chaque sortie d'eau est couverte par une plaque anti-vortex pour empêcher toute émulsion sur la sortie d'eau.



**Figure. III.7** Dessaleur électrostatique V51 de l'unité 11 topping

❖ **Paramètres de marche du dessaleur et leurs influences**

**a) Réglage de la vanne de mixage**

La vanne de mixage joue un rôle essentiel dans la formation d'une émulsion, grâce à la différence de pression créée lors de son ouverture. Une admission équipée d'aubes directrices permet à cette émulsion de pénétrer dans le dessaleur et de générer un écoulement [3].

Le réglage et la lecture de la différence de pression se font à l'aide d'un régulateur de pression différentielle, et une valeur comprise entre 0,2 et 1,2 bar est considérée comme acceptable.

Pour l'unité « Topping », la différence de pression du dessaleur est maintenue à 0,2 bar, ce qui se situe dans l'intervalle recommandé par le concepteur.

**b) Champ électrique et champ critique :**

Au niveau du dessaleur, les gouttelettes d'eau sont soumises à un champ électrique, sans toutefois atteindre une intensité critique, afin d'éviter leur déformation qui pourrait entraîner un dysfonctionnement de l'équipement.

L'application d'un champ électrique sur les gouttelettes favorise leur croissance et leur collision. Lorsque leur volume devient suffisant, les particules d'eau décantent jusqu'au fond de la colonne. Les intensités des deux champs électriques sont déterminées selon les lois suivantes [3] :

Champ électrique : = —

U : La tension du courant (Volt),

- L : La distance entre les électrodes (Cm).

Champ électrique critique : 
$$= A\sqrt{\frac{2\sigma}{\epsilon}} \quad .5)$$

- A : Le coefficient de proportionnalité,
- ε : La constante diélectrique (s<sup>2</sup>),
- σ : La tension superficielle entre l'eau et le pétrole (g/cm<sup>2</sup>),
- : le diamètre de la gouttelette de l'eau.

Afin de vérifier le bon fonctionnement du dessaleur d'un point de vue électrique, nous avons calculé le champ électrique à partir de l'équation (III.4) et le champ critique en utilisant la formule (III.5)

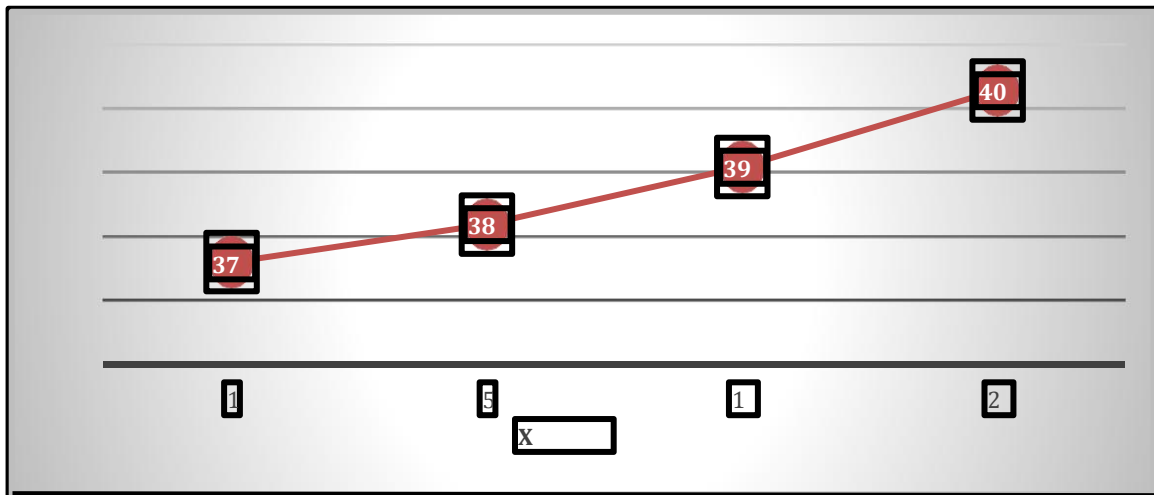
Pour un bon fonctionnement du dessaleur, il faut que le champ électrique (E) entre les électrodes, soit inférieur au champ critique (EC).  $E < EC$

Le **tableau III.5** regroupe les variables du champ électrique ainsi que sa valeur calculée.

**Tableau III.5** Champ électrique « E » entre deux électrodes.

Variables	Valeurs
<b>Tension du courant (volt)</b>	<b>16000</b>
<b>Distance entre les électrodes (cm)</b>	<b>20</b>
<b>Champ électrique entre les électrodes (volt/cm)</b>	<b>800</b>

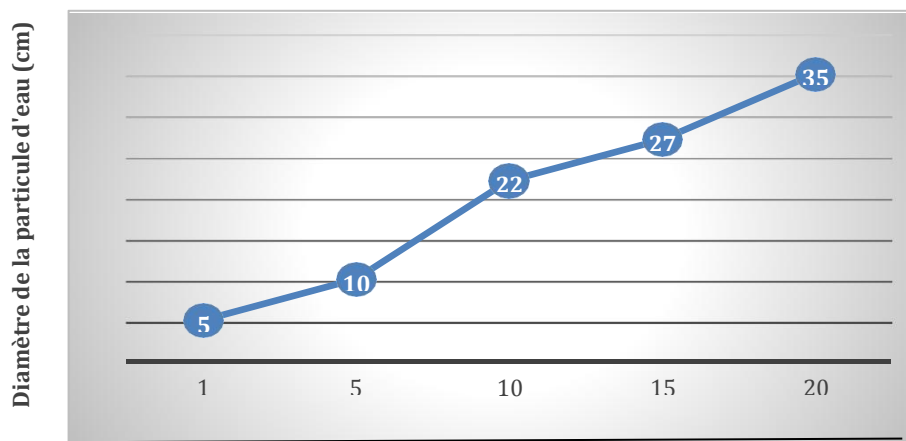
Pour le calcul du champ critique, nous avons déterminé le coefficient de proportion « A », qui dépend du débit d'eau injecté. La variation de ce coefficient en fonction du pourcentage du débit d'eau injectée est présentée sur la Figure III.9, ce qui a permis d'en déduire la valeur de « A ».



**Figure III .8** Evolution du coefficient de proportion  $A$  en fonction des pourcentages du débit d'eau injectée

La Figure III.9 montre une relation proportionnelle entre le débit d'eau injecté et la valeur du coefficient de proportion.

Connaissant la valeur moyenne de  $X$  (3,373 % dans notre cas), il est possible de déterminer graphiquement la valeur correspondante du coefficient, estimée à 380. Selon la formule (III.5), le champ critique dépend également du diamètre des gouttelettes d'eau. Ce dernier a été déterminé à partir des données de la Figure III.10, qui présente l'évolution du diamètre des gouttelettes en fonction de la teneur en eau.



**Figure III.9** Evolution du diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau

Le graphique présenté met en évidence une relation proportionnelle entre la teneur en eau et le diamètre des particules. Il a ainsi permis de déterminer la valeur du diamètre correspondant à une teneur  $X$  de 1,85 %.

Après avoir identifié les différentes variables nécessaires au calcul du champ critique, celles-ci ont été regroupées dans le tableau III.4, accompagné de la valeur obtenue pour ce champ

**Tableau III.6 Champ électrique critique.**

Variables	Valeurs
<b>Coefficient de proportion</b>	<b>380</b>
<b>Tension superficielle entre l'eau et le pétrole (mN/m)</b>	<b>15</b>
<b>Constante d'électrique</b>	<b>16</b>
<b>Diamètre de la particule d'eau (cm)</b>	<b>6,07.10<sup>-3</sup></b>
<b>Champ électrique critique (volt/cm)</b>	<b>2111,65</b>

Nous remarquons que le champ électrique qui est de 800 (volt/cm) est inférieur au champ critique qui est 2111,65 (volt/cm) de ceci confirme le bon fonctionnement du dessaleur d'un point de vue électrique.

**c) Niveau d'interface**

Le niveau d'interface constitue un paramètre essentiel dans le processus de décantation. Un niveau trop élevé entraîne une augmentation du champ électrique ainsi qu'une réduction du temps de décantation, favorisant ainsi l'entraînement de l'eau dans le brut dessalé. À l'inverse, un niveau d'interface trop bas réduit le temps de lavage, ce qui peut provoquer un entraînement du brut dans l'eau et engendrer un court-circuit au niveau du dessaleur [3].

Par ailleurs, toute variation importante du niveau d'eau modifie le champ électrique primaire et perturbe le phénomène de coalescence électrique [11].

**d) Régime d'écoulement**

La détermination du régime d'écoulement est nécessaire afin d'évaluer le temps de décantation. Ce régime est caractérisé par le calcul du nombre de Reynolds, défini par la relation suivante :

$$= \frac{\rho}{\mu}$$

- .... **V<sub>d</sub>** : La vitesse de décantation (m/s),
- .... **D<sub>p</sub>** : Le diamètre de la particule d'eau (m),
- .... **v<sub>b</sub>** : La viscosité cinématique du brut (cst).

$V_d$  étant la vitesse de décantation, elle est calculée par la loi suivante :

$$V_d = \sqrt{\frac{g (d_e - d_b) D_p^3 \phi}{18 \mu_b}}$$

- $V_d$  : La vitesse de décantation (m/s),
- $d_e$  : La densité de l'eau (kg/m<sup>3</sup>),
- $d_b$  : La densité du brut (kg/m<sup>3</sup>),
- $D_p$  : Le diamètre de la particule d'eau (m),
- $g$  : l'accélération de l'apesanteur (m/s<sup>2</sup>),
- $\phi$  : Le coefficient de frottement.

Nous avons supposé le régime d'écoulement comme étant laminaire et nous avons par la suite vérifié cette supposition.

Lorsque le régime est laminaire on utilise la loi suivante :

$$V_d = \frac{g D_p^2 (d_e - d_b)}{18 \mu_b}$$

- $V_d$  : La vitesse de décantation (m/s),
- $d_e$  : La densité de l'eau (kg/m<sup>3</sup>).
- $d_b$  : La densité du brut (kg/m<sup>3</sup>).
- $D_p$  : Le diamètre de la particule d'eau (m).
- $g$  : l'accélération de l'apesanteur (m/s<sup>2</sup>).
- $\mu_b$  : viscosité dynamique (pas .s)

#### • Calcul de la vitesse de décantation

La vitesse de décantation est déterminée à l'aide de la formule (III.7). À cet effet, le coefficient  $\phi$ , dépendant du régime d'écoulement, a été évalué. Le tableau III.5 présente les valeurs de ce coefficient en fonction du régime d'écoulement :

**Tableau III.7** Coefficient de résistance en fonction du régime d'écoulement.

Régime d'écoulement	Re <sub>p</sub>	φ
Laminaire	Re ≤ 0,2	24 —
Transitoire	0,2 < Re < 500	18,5 — 0,6
Turbulent	Re ≥ 500	44

La valeur du coefficient de résistance pour un régime laminaire est égale à  $\frac{24}{Re}$ ,

Re

D'après l'équation (II.3) la vitesse de décantation dépend de la viscosité et la densité de l'eau et du brut à la température de marche.

**- Détermination des densités**

La densité est l'une des grandeurs les plus facilement accessibles. Elle est déterminée par des essais classiques au laboratoire dans le but de déterminer la composition des produits à étudier. Elle s'exprime par le rapport de la masse volumique d'un échantillon sur la masse volumique d'eau. Pour les produits pétroliers, elle s'exprime à 15 °C, la valeur de la densité ou la masse volumique du pétrole brut est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme NF T60-101.

**• Principe**

Cette mesure s'effectue en se basant sur la méthode de l'aéromètre et de lecture directe à une température de 15°C.

**• Mode opératoire**

- Prélever l'échantillon à analyser on l'a mis dans un récipient (bouteille de prélèvement).
- Verser ensuite cet échantillon dans une éprouvette sèche et propre inclinée de 45° afin d'éviter toute formation de bulles gazeuses et réduire au maximum les pertes par évaporation des produits volatiles.
- Plonger l'aéromètre convenable dans l'éprouvette à échantillon et la suite du

thermomètre et on l'a laissé stabiliser.

- Une fois l'aéromètre stabilisé, faire la lecture directement sur l'aéromètre et la température affichée.

Lorsqu'on fait une lecture, on rajoute toujours (0.5) à la valeur lue pour compenser le vide laissé par le ménisque.



**Figure III.10** Aéromètre



**Figure III.11** Eprouvette graduée

### Densimètre

La densité se calcule par la formule suivante :

$$d_t = d_{20} \pm (t - 20)$$

Le coefficient  $\alpha$  est calculé par la loi suivante :

À 20°C la densité de brut est égale à 0,8025 D<sup>7</sup> ou  $\alpha = 7,687 \cdot 10^{-4}$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132d_{20}^4$$

La densité de l'eau À 20°C la densité de l'eau est égale à 0,997 D'où  $\alpha' = 5,12 \cdot 10^{-4}$

Après avoir déterminé les différentes variables, nous avons calculé la vitesse de décantation.

Les variables ainsi que résultat sont rassemblés dans le **tableau III.8**.

**Tableau III.8 : Vitesse de décantation.**

<b>Variables</b>	<b>Valeurs</b>
<b>Diamètre de la particule d'eau (m)</b>	<b>6,07. 10<sup>-5</sup></b>
<b>Densité du brut (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>768</b>
<b>Viscosité cinématique du brut (cst)</b>	<b>1,54</b>
<b>Accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>)</b>	<b>9,81</b>
<b>Vitesse de décantation (m/s)</b>	<b>3,497 10<sup>-4</sup></b>
<b>Denité de l'eau (kg/m<sup>3</sup> )</b>	<b>974</b>

Afin de vérifier notre supposition concernant le régime, nous avons calculé le nombre de Reynolds en utilisant les variables regroupées dans le **tableau III.9**.

**Tableau III.9 : Nombre de Reynolds**

<b>Variables</b>	<b>Valeurs</b>
<b>Vitesse de décantation (m/s)</b>	<b>3,497 10<sup>-4</sup></b>
<b>Diamètre de particule d'eau (m)</b>	<b>6,07. 10<sup>-5</sup></b>
<b>Viscosité cinématique du brut (cst)</b>	<b>1,54</b>
<b>Nombre de Reynolds de la particule</b>	<b>1,37.10<sup>-2</sup></b>

Le nombre de Reynolds est inférieur à 0,2, d'où l'affirmation de notre hypothèse concernant la nature du régime d'écoulement.

**e)Temps de décantation et temps de séjour**

Le calcul du temps de décantation est essentiel. En effet, un temps de décantation inférieur au temps de séjour indique l'absence d'entraînement des particules d'eau dans le brut. Le temps de décantation est déterminé à l'aide de la relation suivante:

$$L_1 = \dots$$

- $t_d$  : Le temps de décantation (min),
- $V_d$  : La vitesse de décantation (m/s),
- $L_1$  : La distance entre l'électrode basse et l'interface (m).

Quant au *temps* de séjour, il est donné par la formule ci-dessous :

$$t_s = \frac{V}{Q_t}$$

- $t_s$  : Le temps de séjour (m),
- $V$  : Le volume de la capacité du dessaleur (m<sup>3</sup>),
- $Q_t$  : Le débit total de la charge (m<sup>3</sup>/h).

**- Calcul du temps de décantation**

Le temps de décantation se calcule par la formule (III.10)

Nous avons rassemblé les variables ainsi que la valeur du temps de décantation dans le **Tableau III.10**.

**Tableau III.10** Temps de décantation

Variables	Valeurs
<b>Distance entre l'électrode basse et l'interface (m)</b>	<b>0,28</b>
<b>Vitesse de décantation (m/s)</b>	<b>3,497. 10<sup>-4</sup></b>
<b>Temps de décantation (min)</b>	<b>13,34</b>

**- Calcul du temps de séjour**

Nous avons calculé le temps de séjour à partir de la formule (III.11). Les résultats sont rassemblés dans le **tableau III.11**.

**Tableau III.11** Temps de séjour

Variables	Valeurs
<b>Volume de la capacité (m<sup>3</sup>)</b>	<b>341,3</b>

<b>Débit totale de la charge (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>1334</b>
<b>Temps de séjour (min)</b>	<b>15,35</b>

Le temps de décantation, estimé à **13,34 min**, est **inférieur** au temps de séjour, qui est de **15,35 min**. Cela indique l'absence d'entraînement des particules d'eau dans le brut lors du processus de dessalage.

**f) Efficacité du dessaleur**

Il est essentiel de déterminer le rendement optimal du dessaleur afin de vérifier son bon fonctionnement. Cette évaluation se fait à travers le calcul d'une efficacité, exprimée par le rapport suivant :

$$E(\%) = \frac{S_e^-}{S_s} \cdot 100$$

- **S<sub>s</sub>** : Le taux de salinité à la sortie du dessaleur (ppm),
- **S<sub>e</sub>** : Le taux de salinité à l'entrée du dessaleur (ppm),
- **Ef** : L'efficacité du dessaleur (%).

Nous avons calculé l'efficacité du dessaleur du à partir des taux de salinité du **tableau III.1**, les résultats sont regroupés dans le **tableau III.12**.

**Tableau III.12** Efficacité du dessaleur

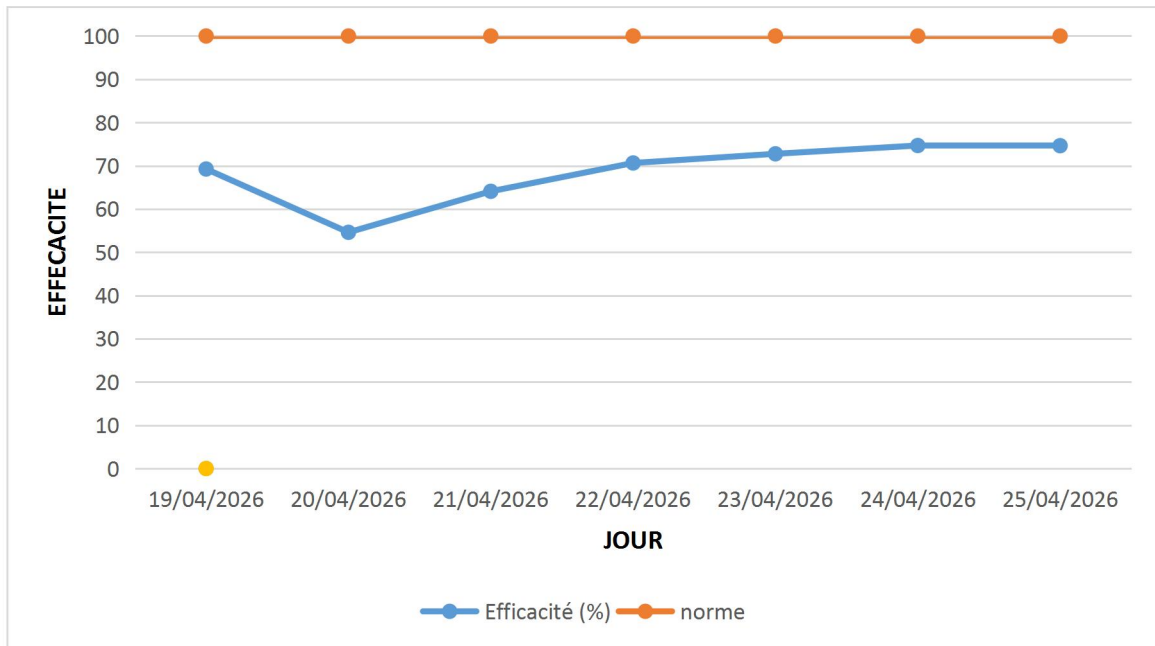
Date	Salinité à l'entrée (ppm)	Salinité à la sortie (ppm)	Efficacité (%)
19/04/2026	25,37	7,8	69,25
20/04/2026	26,66	12,1	54,61
21/04/2026	18,8	6,75	64,09
22/04/2026	24,8	7,28	70,64
23/04/2026	22,8	6,21	72,76

**Chapitre III : Calcule et analyse de la performance du dessaleur électrostatique à l'unité «  
Topping » (RAIK)**

---

24/04/2026	36,93	9,35	74,68
25/04/2026	33,84	8,58	74,64

Afin de voir la différence entre l'efficacité calculée et l'efficacité optimale nous avons représenté les différents résultats sur la **Figure III.12**.



**Figure III.12** Variation de l'efficacité réelle du dessaleur par rapport à l'efficacité optimale.

L'efficacité réelle du dessaleur est nettement inférieure à l'efficacité optimale, avec une valeur minimale de 54.61 % et un pic atteignant 74.68 %. Cela traduit un mauvais fonctionnement de l'équipement : les concentrations de sel à la sortie du dessaleur sont trop élevées, comme le montre **la Figure III.4**, ce qui affecte directement son efficacité.

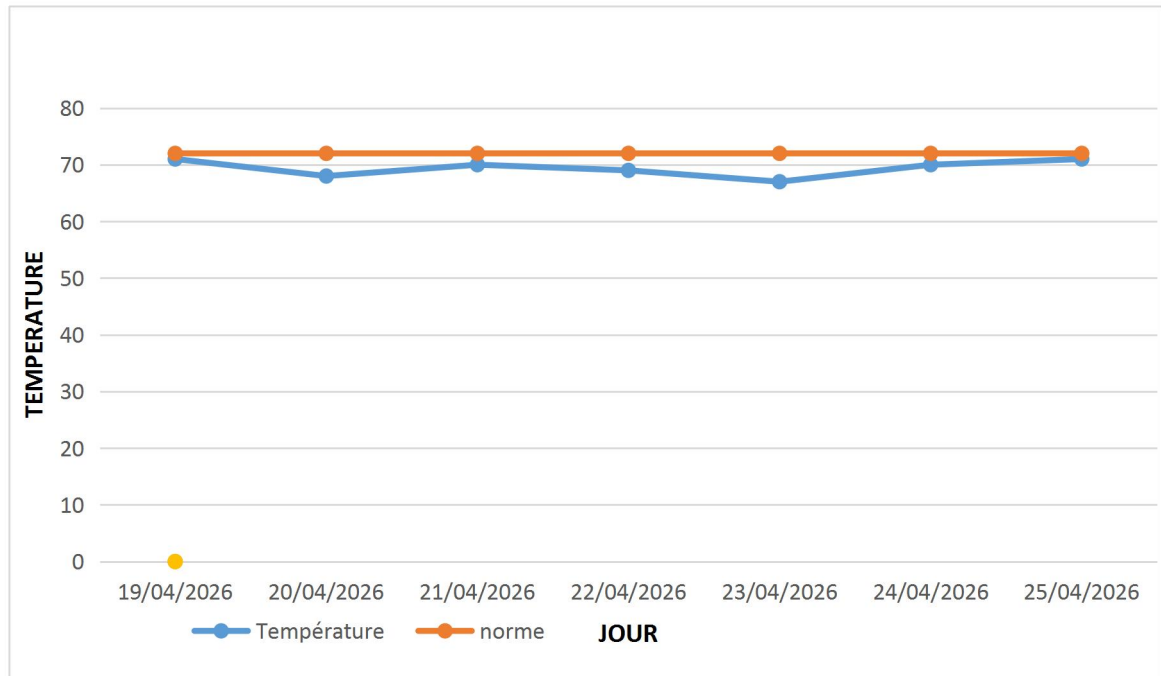
### **g) Température de chauffe**

La température de chauffe a un impact direct sur la décantation des sels lors du dessalage, de fait une température élevée accroîtra la vitesse de décantation. C'est pourquoi il est indispensable de maintenir une température de chauffe assez suffisante afin d'éviter l'élévation de la viscosité qui pourrait nuire à la stabilisation de l'émulsion créée lors du dessalage [3].

Une température de charge du brut :

- Trop basse augmente la viscosité et gêne la décantation.
- Trop haute rend le brut trop conducteur, ce qui diminue l'efficacité du champ électrique [11].

Nous avons enregistré les différentes températures de chauffe. Afin de comparer ces températures de chauffe avec la température optimale nous les avons représentés sur le graphique de la **Figure III.12** :



**Figure III.13** Evolution de la température de chauffe en fonction du temps

La température de chauffe presque sur les norme durant le 7<sup>ème</sup> jour, ceci traduit un bon fonctionnement thermique.

#### **h) Taux de l'eau de lavage**

L'eau de lavage a pour rôle de mouiller les cristaux de sel et de les dissoudre. La coalescence des gouttelettes d'eau, c'est-à-dire la force d'attraction entre elles, est fortement influencée par le taux de lavage et par la température. Un taux de lavage trop élevé peut entraîner:

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur ;
- Un entraînement d'eau avec le pétrole dessalé (perturbation de l'unité) ;
- Un moussage qui gêne l'opération de dessalage [11].

#### **i) Point d'injection de l'eau de lavage**

Lorsque l'eau de lavage est peu agressive, il est préférable d'injecter tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge, avant les échangeurs de préchauffe [11].

**j) Nature de l'eau de lavage**

L'eau douce peut être utilisée en appoint ; toutefois, en raison de sa forte teneur en oxygène dissous, il est préférable de la mélanger avec l'eau de procédé (issue de la tour de distillation ou de l'unité de craquage catalytique) avant son utilisation. Ce mélange permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans l'eau de procédé [11].

**k) Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange**

La pression n'influence pas directement la salinité du brut, mais elle peut affecter le fonctionnement du dessaleur. Il est donc nécessaire de maintenir une pression suffisante afin d'éviter toute vaporisation, susceptible de réduire l'efficacité du dessalage.

Par ailleurs, il est difficile d'établir des règles strictes concernant l'utilisation de la vanne de mélange. En effet, une augmentation excessive de la pression différentielle peut entraîner la formation d'émulsions stables, difficiles à séparer [11].

**k) Taux de désémulsifiant**

Le taux d'injection varie généralement entre 5 et 50 ppm, en fonction de la nature du brut à traiter et du type de désémulsifiant utilisé. Les désémulsifiants disponibles sur le marché, proposés sous différentes marques, agissent en neutralisant les agents émulsifiants



# **Conclusion Générale**

## *Conclusion Générale*

---

L'objectif de notre travail consistait à déterminer la cause principale de la corrosion minimiser son impact sur les équipements de l'unité « Topping », et proposer par la suite des solutions adaptées à son emplacement ainsi qu'à ses équipements.

Les résultats de nos analyses ont révélé que la quantité élevée des sels était à l'origine de ce phénomène. En effet, une salinité qui dépasse la norme fixée à 3ppm traduit un dysfonctionnement du dessaleur qui n'atteint pas l'efficacité imposé par le design. Suite à nos calculs nous avons conclu que cet abaissement est dû au mauvais choix d'emplacement et l'insuffisance de l'injection d'eau avec un taux qui ne dépasse pas 3.386% ainsi que la qualité d'eau utilisée pour le lavage du brut.

L'amélioration de ces paramètres permet d'augmenter l'efficacité du dessalage et atteindre la valeur exigée par le design et par ailleurs réduire le taux de salinité et minimiser l'effet de corrosion qui se manifeste par une déstabilisation de la colonne de distillation et une non-conformité de ses produits.

Afin d'atteindre l'objectif de notre étude nous proposons des solutions pour l'amélioration du dessalage du brut qui consistent à :

- Augmenter le taux de l'eau de lavage jusqu'à 5 % vol (66.7 m<sup>3</sup>/h ) pour favoriser la diffusion et la solubilité des sels (augmenter le nombre et le taille des gouttelettes d'eau dans le brut dans le but d'augmenter la vitesse de coalescence et la décantation).
- Laver l'échangeur périodiquement à cause de l'encrassement de ce dernier pour atteindre la température convenable et améliorer l'efficacité de dessaleur ;
- Injecter un agent désémulsifiant afin de désactiver l'agent émulsifiant naturel et d'obtenir des émulsions moins stables et faciles à détruire ;
- Augmenter la différence de pression à travers la vanne mélangeuse en respectant l'intervalle de  $\Delta P$  entre 0,2 à 1,2 bars ;
- Vérifier la perte de charge et régler la pression de service en respectant la pression indiquée au design.



**Références  
bibliographiques**

## *Références bibliographiques*

---

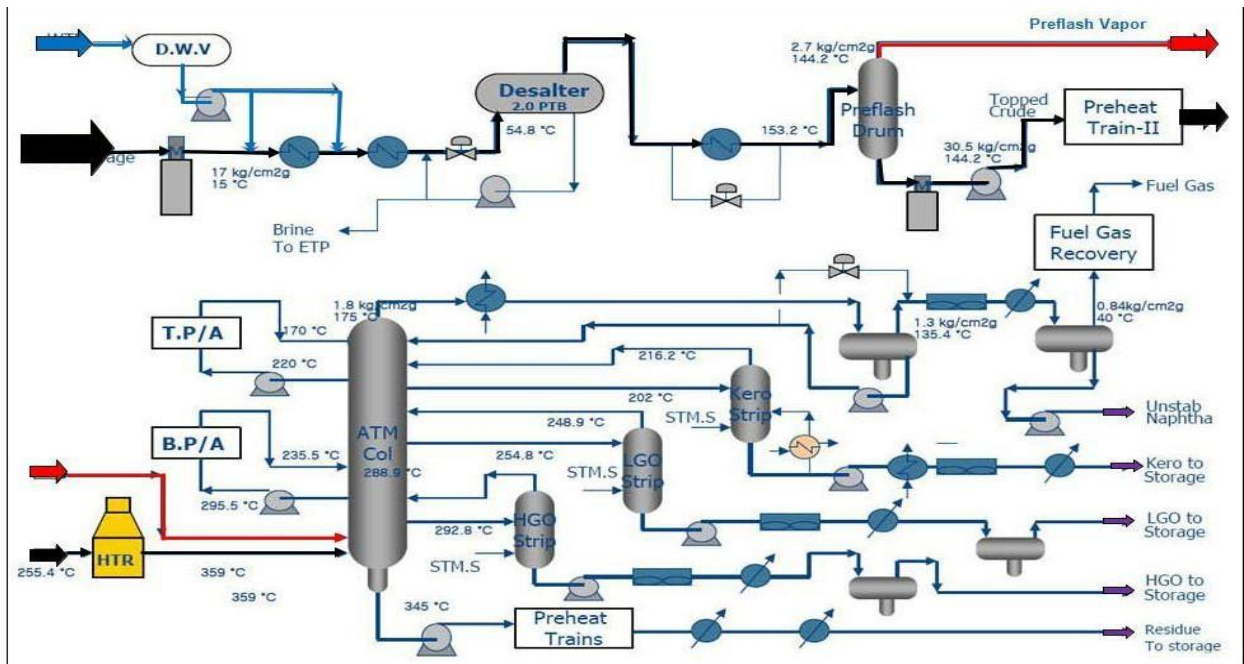
- [1] M.HADJI , Etude de performance et système d'étanchéité 100TK-51, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Mécanique pétrolière, IAP Ecole de Boumerdès, (2017).
- [2] N.ALLAOUA, Vérification des performances de l'unité de dessalage de RA1K, Mémoire fin d'études Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaia, (2016-2017).
- [3] C.TOUATI, Dessalage de l'unité de distillation atmosphérique, Mémoire fin d'études master , université de Boumerdès, (2017).
- [4] Site internet : [https://fr.wikipedia.org/wiki/Raffinage\\_du\\_pétrole](https://fr.wikipedia.org/wiki/Raffinage_du_pétrole), consulté le 13/04/2018.
- [5] M. GHAZALI, Etude de Vérification des Performances de l'Unité Du Dessalage de RA1K, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Raffinage et Pétrochimie, IAP Ecole de Boumerdès, (2016).
- [6] Mr. A- MERABET, Etude des performances du catalyseur E801/E803 de l'unité Magnaforming de Skikda, Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur Spécialisé en Raffinage, Ecole d'ingénieurs de Boumerdes (IAP), (2011).
- [7] M. TOUIKER Karim, Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur Spécialisé en Raffinage, Ecole d'ingénieurs de Boumerdes (IAP), (2017).
- [8] Manuel opératoire de la raffinerie de Skikda.
- [9] Manuel opératoire de l'unité topping (distillation atmosphérique) U10, U11, raffinerie de Skikda RA1K.
- [10] J.M.BOUMANN, Dessalage du pétrole brut sur champs de production, Revue IFP, (2011).
- [11] J.-P ,WAUQUIER, Le raffinage de pétrole brut, procédés de séparation, EDITIONS TECHNIP, Tom 2, (1998), p 240-260.
- [12] H.Redjem, Dessalage (Topping), Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur Spécialisé en Raffinage, Ecole d'ingénieurs de Boumerdes (IAP), (2008).
- [13] N. BELKHIR, Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut, Mémoire fin d'études Master, Université de Boumerdès, (2006).
- [14] D.ARGHA, Acides naphthéniques-hydrates de gaz : influence de l'interface eau/huile sur les propriétés dispersantes d'un brut acide, Thèse de doctorat, université de Pau et des Pays de l'Adour, (2006).

- [15] B.BOUCECRIMA, Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants, I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSIMESSAOUD, (2006).
- [16] R.DAVID, Handbook of chemistry and physics, CRD, édition 89eme, (2008), (ISBN 142006 ET 978-140066791) p 9-50.
- [17] Ken Arnold et Maurice Stewart, Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre 7, Surface Production Operations, AMEC Paragon, Houston, Texas, (2008) p 351– 456.
- [18] H. Laiche, S. El Hachemi, conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala, Mémoire d'ingénieur, Université de Kasdi Merbah Ouargla, (2005), p102.
- [19] TEMMAR Mounir et NAAM Ridha; le dessalage du pétrole : redimensionnement et paramètres clés, Mémoire de Master, Université Kasdi-Merbah Ouargla, (2013).
- [20] Document de TOTAL, Manuel de formation ,Cours exp-pr-eq090, (2007), p 4-97.
- [21] AD BACHIR&AMOR BACHIR, Optimisation des paramètres de fonctionnement d'un procédé de dessalage de l'unité traitement brut sud à Hassi Messaoud (UTBS), Mémoire présentée en vue de l'obtention du diplôme de Master en :Génie des Procédés;Université Mohamed Khider –Biskra; (2013).
- [22] E.JOUANNY & BOUYER, stabilisation d'émulsion d'intérêt pharmaceutique par des protéines et des polysaccharides : exemples de la  $\beta$ -lactoglobuline, de la gommearabique et de la gomme xanthane.
- [23] Manuel opératoire, Raffinerie de pétrole et de gaz. février 2003.
- [24] B.DORBAN, Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques, MAGISTER : Raffinage, Université de Boumerdes, (2003).
- [25] M. NICOLAS ABATZOGLOU, Rapport final Équipe A Raffinerie intégrée P260.
- [26] F.BERNE J.CORDONNIER, Traitement des eaux, Edition Technip, (1991), p259.

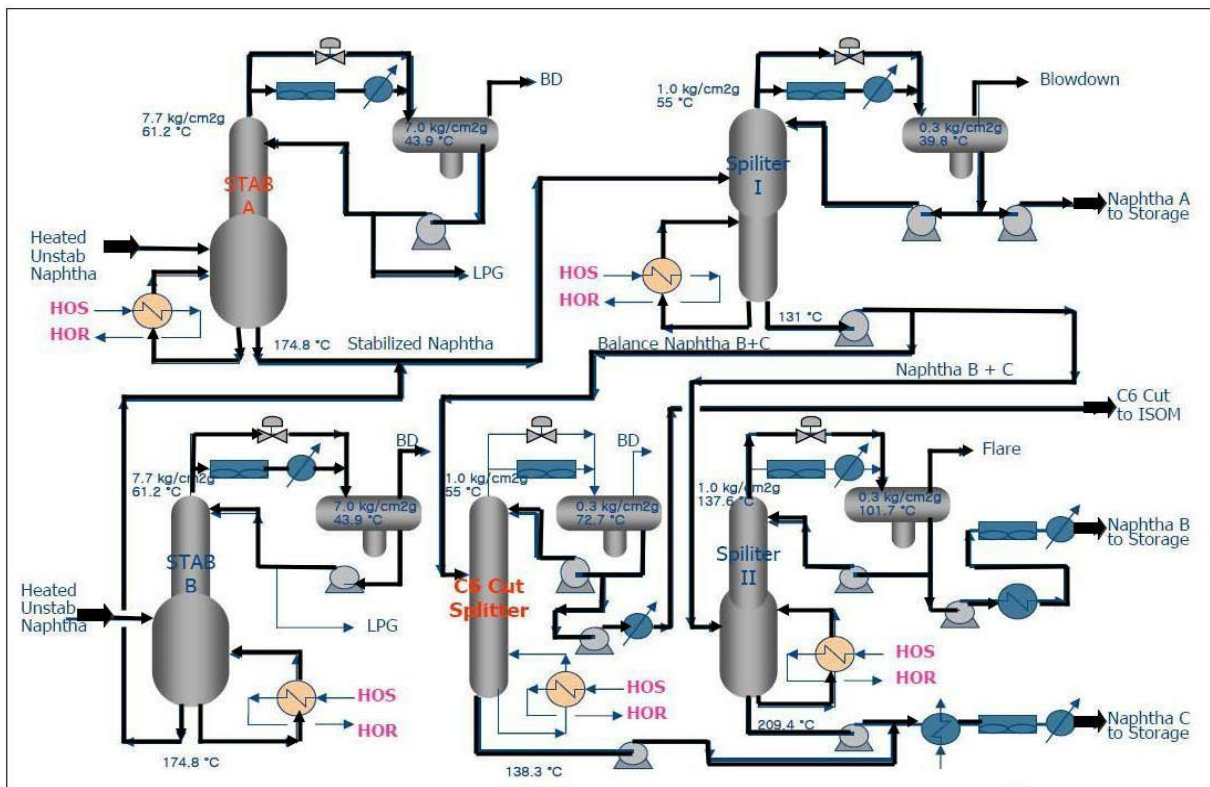


# **Annexes**

**Annexe 1 : procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1<sup>ère</sup> partie**



**Figure A1** Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1<sup>ère</sup> partie



**Annexe 2 : procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 2<sup>ème</sup> partie**

**Figure A2** Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 2<sup>ème</sup> partie

Annexe 3 : Schéma bloc (RA1K)

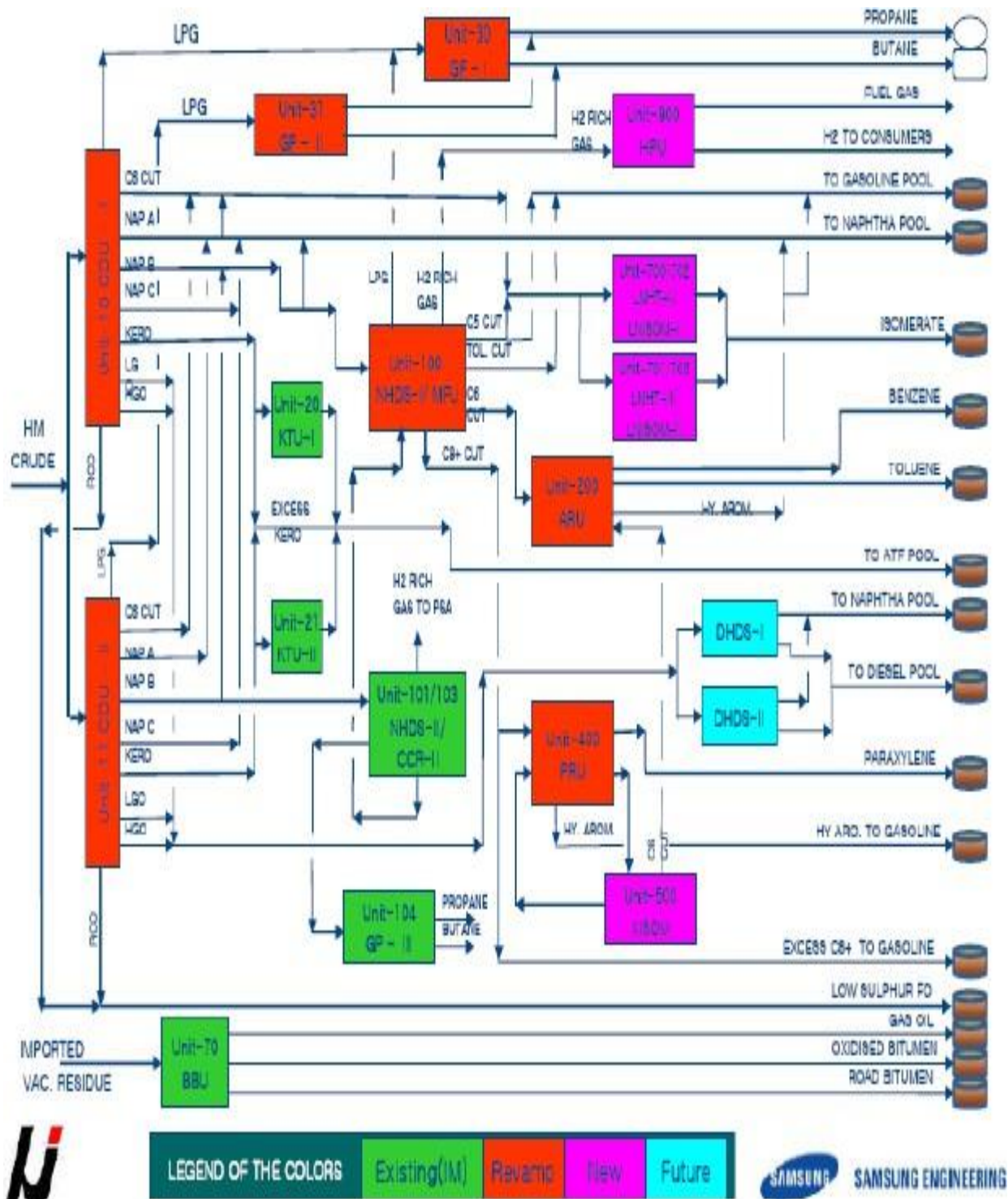


Figure A3 Schéma bloc (RA1K)

**Annexe 4 : Détermination de pH de saturation**

$$pH_s = 9,3 + A + B - (C + D) \dots \dots \dots (1)$$

où : A = Facteur de T.D.S (totalité des sels dissous)

B = Facteur de température

C = facteur de dureté du calcium exprimé en °f

D = Facteur d'alcalinité totale (au méthylorange) TAC exprimé en °f.

Ainsi, directement à partir d'une analyse de l'eau, les tables suivantes permettent le calcul du pH de saturation :

VALEUR DE A facteur de totalité des sels dissous en ppm	
TDS en ppm	A
85 à 425	0.1
425 à 10 000	0.2

**Annexe 5 : Détermination de la nature des eaux**

VALEUR DE B facteur de température		VALEUR DE C facteur de dureté du calcium		VALEUR DE D facteur de l'alcalinité totale	
°C	B	TH en °f	C	TAC en °f	D
0 à 1	2,6	1 à 1,1	0,6	1 à 1,1	1,0
2 à 5,5	2,5	1,2 à 1,3	0,7	1,2 à 1,3	1,1
6,5 à 9	2,4	1,4 à 1,7	0,8	1,4 à 1,7	1,2
10 à 13,5	2,3	1,8 à 2,2	0,9	1,8 à 2,2	1,3
14,5 à 16,5	2,2	2,3 à 2,7	1	2,3 à 2,7	1,4
17,5 à 21	2,1	2,8 à 3,4	1,1	2,8 à 3,5	1,5
22 à 26,5	2	3,5 à 4,3	1,2	3,5 à 4,4	1,6
27,5 à 31	1,9	4,4 à 5,5	1,3	4,5 à 5,5	1,7
32 à 36,5	1,8	5,6 à 6,9	1,4	5,6 à 6,9	1,8
37,5 à 43,5	1,7	7,0 à 8,7	1,5	7 à 8,8	1,9
44,5 à 50	1,6	8,8 à 11	1,6	8,9 à 11	2
51 à 56	1,5	11,1 à 13,8	1,7	11,1 à 13,9	2,1
56,5 à 63,5	1,4	13,9 à 17,4	1,8	14 à 17,6	2,2
64,5 à 71	1,3	17,5 à 22	1,9	17,7 à 22,2	2,3
72 à 81	1,2	23 à 27	2	23 à 27	2,4
82 à 89	1,1	28 à 34	2,1	28 à 35	2,5
90 à 96	1	35 à 43	2,2	36 à 44	2,6
96 à 100	0,9	44 à 55	2,3	45 à 55	2,7
		56 à 69	2,4	56 à 69	2,8
		70 à 87	2,5	70 à 88	2,9
		88 à 100	2,6	89 à 100	3

Différents indices existent et permettent de traduire la nature de l'eau, agressive, neutre ou encore incrustante. Ces outils ont été développés dans le but de donner au traiteur d'eau une

indication du comportement de l'eau dans le réseau d'adduction notamment pour la formation de la couche carbonatée (*indice de Langelier*) et traduire l'interaction qu'il peut y avoir entre l'eau et les métaux (*indice de Ryznar*) (Harkakbus, 2006). Ce travail essentiel a été fait grâce au programme « Equil 1 » développée par Pierre RAVARINI.

 **Indice de Langelier ou indice de saturation L'indice de**

**Langelier est égal à la différence entre pH mesuré d'une eau**

**considérée et son pHs calculé.**

**$IL = Is = pH - pHs \dots \dots \dots (2)$**

- Si  $pH < pHs$ , Is est négatif et l'eau est agressive
  - Si  $pH > pHs$ , Is est positif et l'eau est incrustante
- Cet indice traduit le caractère chimique de l'eau.

 **Indice de stabilité de Ryznar**

**Il permet de définir empiriquement la tendance à la corrosion ou à l'entartrage d'une eau aérée :**

**$Ir = 2 pHs - pH \dots \dots \dots (3)$**

**Une grille de lecture, valable pour des températures variant entre 0 à 60°C, indique le caractère électrochimique de l'eau.**

Tableau : Tendance de l'eau en fonction de l'indice de Ryznar	
Indice de stabilité de Ryznar	Tendance de l'eau
<b>4,0 à 5,0</b>	<b>Très incrustante</b>
<b>5,0 à 6,0</b>	<b>Faiblement incrustante</b>
<b>6,0 à 7,0</b>	<b>Equilibre</b>
<b>7,0 à 7,5</b>	<b>Légèrement corrosive</b>
<b>7,5 à 9,0</b>	<b>Fortement corrosive</b>
<b>9,0 et au-delà</b>	<b>Très fortement corrosive</b>