



Department of Process Engineering

قسم هندسة الطرائق

Ref :...../U.M/F.S.T/2024

رقم :..... / ج.م.ك.ع.ت//2024

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES DE MASTER ACADEMIQUE

Filière : **GÉNIE DES PROCÉDÉS**

Option: **INDUSTRIES PÉTROCHIMIQUES**

THÈME

**ETUDE DES PERFORMANCES DU DESSALEUR ET LES
MOYENS DE CONTROLE DE LA CORROSION AU NIVEAU DE
(L'UNITE 11 TOPPING)**

Présenté par

- 1- MEKKI DAOUADJI MANSOUR
- 2- KRIDECHE MOHAMED EL AMINE

Soutenu le 23 /09 / 2024 devant le jury composé de :

Président :	Mr MEKHATRIA DJILALI	MCB	Université de Mostaganem
Examineur :	Mme MOHAMED SEGHIR Zahira	MCB	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Mme KHELLADI MALIKA	MCB	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2023/2024

REMERCIEMENTS

Nous remercions tout d'abord Dieu le tout puissant pour sa bonté et sa bénédiction continuelle.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers notre encadreur Dr Khelladi Malika, pour sa patience, son soutien constant et ses conseils avisés tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Nos remerciements vont aussi au Dr MEKHATRIA Djillali et Dr MOHAMED SEGUIR Zahira d'avoir accepté de juger notre travail.

Nous souhaitons également remercier chaleureusement tous les techniciens de l'unité 11 ainsi que le personnel du département de production, pour leur disponibilité et leur réponses aux interrogations que nous avons le long de notre stage.

Nos remerciements vont également à tous les enseignants et les responsables de la faculté des Sciences et de la technologie pour le savoir qu'ils nous ont transmis et leur dévouement. Sans oublier nos camarades de classe et amis, dont le soutien moral a été une source précieuse d'encouragement.

Enfin, nous sommes reconnaissants envers nos familles pour leur soutien indéfectible et leur support tout au long de notre vie d'étudiant si exigeante.

ملخص: دراسة أداء التحلية و طرق معاينة التآكل على مستوى الوحدة 11

هذا العمل هو دراسة كفاءة عملية تحلية النفط الخام في مصفاة أرزيو الذي تعين ان هذه العملية تمت قبل نقل الخام من حاسي مسعود. وكذلك دراسة مصداقية الطرق المستعملة لمعاينة التآكل و التي تتمثل في قياس كمية الحديد الموجودة في النفط المحلى و قياس الرقم الهيدروجيني.

الكلمات المفتاحية: نفط ، نفط خام ، تحلية ، تآكل ، تكرير البترول أرزيو ، مصفاة

Abstract: Desalter performance study and monitoring means of the corrosion at unit 11

This work is a study of the efficiency of the crude oil desalination process in the Arzew refinery, which was determined to have been carried out before the crude oil was transported from Hassi Messaoud. It also studies the reliability of the methods used to examine corrosion, which consist of measuring the amount of iron present in the desalinated oil and measuring the ph.

Keywords: Oil, Crude Oil, Desalination, Corrosion, Arzew , Petroleum Refining, Refinery

Résumé : Etude des performances du dessaleur et les moyens de contrôle de la corrosion

Au niveau de l'unité 11

Ce travail est une étude de l'efficacité du processus de dessalement du pétrole brut à la raffinerie d'Arzew, qui c'est avérer que ce processus avait lieu avant le transport du brut de Hassi Messaoud. En plus d'étudier la fiabilité des méthodes utilisées pour inspecter la corrosion, et qui sont la mesure de la quantité de fer présente dans l'huile dessalée et la mesure du pH.

Mots clés : pétrole, pétrole brut, dessalement, corrosion, raffinage du pétrole, Arzew, raffinerie

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I	Erreur ! Signet non défini.
I.1 Composition du pétrole brute	2
I.2 Le raffinage du pétrole	3
I.3 Les procédés de base dans le raffinage	5
CHAPITRE II.....	8
II.1 Généralités sur les sels	8
II.2 généralités sur les émulsions	9
II.3 Dessalage du pétrole brut	10
II.4 Théorie sur le dessalage électrostatique	11
II.5 Autres moyens de lutte contre la corrosion	13
II.6 Méthodes de mesure	13
II.6.1 La salinité	13
II.6.2 La spectrophotométrie	13
II.6.3 Le pH-mètre	14
CHAPITRE III.....	15
III.1 Présentation de la raffinerie d'Arzew	15
III.2 Département de production P1	16
III.2.1 Zone 03 (les utilités).....	16
III.2.2 Zone 04 (carburant).....	16
III.2.3 Zone 10 (Production des bitumes).....	16
III.2.4 Zones de stockage	17
III.3 Description de l'unité 11 :	17
III.4 Paramètres de fonctionnement du dessaleur de l'unité 11	19
III.5 Tolérances	19
III.6 Collecte et analyse des données	20
III.6.1 Salinité	20
III.6.2 Quantité de fer et pH.....	21
Conclusion.....	22
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	30
ANNEXES	32

Liste des figures

Figure I.1 : Hydrocarbures aliphatiques saturés	2
Figure I.2:Hydrocarbures cycliques saturés	2
Figure I.3: Hydrocarbures aliphatiques insaturés	2
Figure I.4: Hydrocarbures aromatiques	3
Figure I.5 : Les différents procédés du raffinage.....	5
Figure II.1: Les types d'émulsions.....	9
Figure II.2: Emplacement du dessaleur dans une unité de distillation	10
Figure II.3: Principe de dessaleur	11
Figure II.4: Coupe interne du dessaleur.....	12
Figure II.5: Schéma du principe d'un spectrophotomètre.....	14
Figure III.1: Situation géographique de la raffinerie	15
Figure III.2: Plan de masse de la raffinerie	15
Figure III.3: Schéma synoptique des différentes unités	18
Figure III.4: Comparaison de la salinité à l'entrée et la sortie du dessaleur	21
Figure III.5: Evolution de l'efficacité avec la salinité d'entrée	22
Figure III.6: Evolution de la quantité de fer et le pH de 11 D2.....	25
Figure III.7: Cross plot quantité de fer vs pH de 11 D2	25
Figure III.8: Evolution de la quantité de fer et le pH de 11 D5.....	26
Figure III.9: Cross plot quantité de fer vs pH de 11 D5	26
Figure III.10: Evolution de la quantité de fer et le pH 11 D6.....	27
Figure III.11: Cross plot quantité de fer vs pH 11D6.....	27

Liste des tableaux

Table I.1: Vue d'ensemble des procédés de raffinage du pétrole	5
Table III.1: Résultats d'analyse de la salinité	20
Table III.2: Résultats des mesures de quantité de fer	23
Table III.3: Résultats des mesures du pH	24

Liste des abréviations

BRI	Brut réduit importé
BRA	Brut réduit atmosphérique
BHM	Brut de Hassi Messaoud
HSRN	Naphta lourd (Heavy Straight Run Naphta)
LSRN	Naphta léger (light Straight Run Naphta)
G.P.L	Gaz de pétrole liquéfié
L.G.O	Gasoil léger
H.G.O	Gasoil lourd (H.G.O)
11C1	Colonne 1 de l'unité 11
11F1	Four 1 de l'unité 11
11D2	Ballon de reflux N°1 de l'unité 11
11D5	Ballon de reflux N°5 de l'unité 11
11D6	Ballon de reflux N°6 de l'unité 11
11G1	Pompe 1 de l'unité 11

INTRODUCTION GENERALE

Le raffinage est un processus industriel crucial dans l'industrie pétrolière qui vise à transformer le pétrole brut en une gamme variée de produits pétroliers utiles et demandés. Cette transformation implique une série d'opérations complexes et hautement spécialisées, réalisées dans des raffineries.

L'objectif principal du raffinage est de séparer les composants du pétrole brut en différentes fractions, chacune ayant des caractéristiques et des applications spécifiques. Ces fractions comprennent le carburant diesel, l'essence, le kérosène, le fioul lourd, le naphtha, Chaque fraction est ensuite traitée et purifiée pour répondre aux normes de qualité et aux exigences du marché.

En plus de la production des produits énergétiques, le raffinage peut également inclure la fabrication d'une gamme de produits pétrochimiques essentiels, tels que les plastiques, les lubrifiants, les solvants, et bien d'autres, ce qui en fait un pilier central de l'industrie chimique moderne.

Cependant, avant de commencer les procédés de raffinage proprement dits, un prétraitement est nécessaire afin d'éliminer ou du moins réduire la quantité des sels, des sédiments et d'eau présente dans le pétrole brut qui ont un effet néfaste sur les équipements, et l'empoisonnement des catalyseurs. Ce prétraitement est le dessalage [1].

Dans ce mémoire nous allons décrire la théorie du dessalage électrostatique et analyser les performances du dessaleur de l'unité 11 ainsi que les autres moyens de lutte contre la corrosion pratiquée dans l'unité 11. Il sera organisé en deux parties, l'une théorique et l'autre pratique.

CHAPITRE I

Etude Bibliographie

I.1 Composition du pétrole brute

Le pétrole brut est principalement composé d'hydrocarbures, des molécules organiques contenant des atomes de carbone et d'hydrogène, et d'autres composés soufrés, azotés et oxygénés.

I.1.1- Les hydrocarbures

Ils constituent les éléments essentiels du pétrole et se présentent sous différentes formes en fonction de leur structure moléculaire, de leur poids moléculaire et de leur point d'ébullition :

➤ Hydrocarbures aliphatiques saturés (ou alcanes ou paraffines)

Ce sont les hydrocarbures les plus simples, constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone portant chacun de 0 à 4 atomes d'hydrogène (méthane, éthane, propane, butane...) ; leur formule générale est : C_nH_{2n+2}



Figure I.1: Hydrocarbures aliphatiques saturés

➤ Hydrocarbures cycliques saturés (ou cyclanes ou naphthènes)

Ces hydrocarbures sont des cycles fermés d'atomes de carbone et d'hydrogène. La formule des cyclanes comprenant un seul cycle est C_nH_{2n} , car il y a des cyclanes constitués de 2, 3, 4... cycles accolés, leur formule générale est alors C_nH_{2n-2}

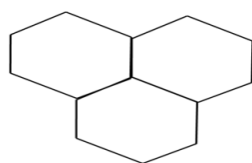


Figure I.1: Hydrocarbures cycliques saturés

➤ Hydrocarbures aliphatiques insaturés (ou alcènes ou oléfines)

Ces hydrocarbures possèdent au moins une double liaison carbone-carbone. Les alcènes comprennent des composés comme l'éthylène et le propylène.



Figure I.2 : Hydrocarbures aliphatiques insaturés

➤ Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés qui ont au moins un cycle à 3 doubles liaisons, comme le benzène, le toluène et le xylène, qui sont souvent présents dans les fractions plus lourdes du pétrole brut. Leur formule est de type C_nH_{2n-6} .

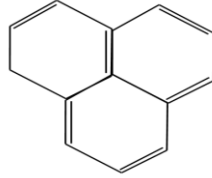


Figure I.3: Hydrocarbures aromatique

I.1.2 Autres composants

Outre les hydrocarbures, le pétrole brut peut également contenir des composés soufrés, azotés, oxygénés et des métaux. Ces impuretés peuvent avoir des impacts sur la qualité des produits raffinés et nécessitent souvent des processus de désulfuration et de déshydrogénation pour les éliminer.

I.2 Le raffinage du pétrole [1] [2]

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures. En effet des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux. Ils s'effectuent en trois grandes étapes (figure I.5)

1. La distillation du pétrole brut

En vue d'obtenir les produits intermédiaires une première distillation, dite atmosphérique (réalisée à pression atmosphérique), permet de séparer les gaz, les essences et le naphta (coupes légères), le kérosène et le gazole (coupes moyennes) et les coupes lourdes.

Les résidus issus de la distillation atmosphérique subissent une deuxième distillation, dite sous vide (colonne dépressurisée), afin de récupérer des produits moyens supplémentaires ayant une valeur commerciale.

2. La transformation et l'amélioration de la qualité des coupes

Afin de répondre à la demande importante en produits légers, les coupes subissent un certain nombre de transformations et d'améliorations :

✓ **Coupes lourdes (environ 40% du pétrole brut)**

Les résidus sous vide sont transformés par viscoréduction, une opération qui s'effectue en phase liquide entre 450°C et 500°C sous une pression comprise entre 5 et 20 bars. Elle permet d'obtenir des bitumes.

Les distillats sont transformés par craquage catalytique sous haute température (500°C), en présence d'un catalyseur. Ce traitement permet d'obtenir des fiouls lourds.

✓ **Coupes moyennes (environ 35% du pétrole brut)**

Le gazole léger, le gazole lourd mais aussi une partie des kérosènes sont améliorés par hydrodésulfuration. Cette opération est un traitement à l'hydrogène dont le but est de réduire la teneur en soufre

✓ **Coupes légères (entre 20 et 25% du pétrole brut)**

Pour obtenir des supercarburants, Les essences lourdes sont améliorées par le procédé de craquage catalytique et les essences légères par isomérisation (amélioration d'indice d'octane) et alkylation.

Le naphta est amélioré par hydrotraitement afin d'en extraire le soufre.

3. La fabrication des produits

De nouveaux mélanges sont effectués dans le but d'obtenir des produits finis répondant aux normes environnementales. De même la production des lubrifiants (huiles et graisses) à partir des résidus de la distillation sous vide.

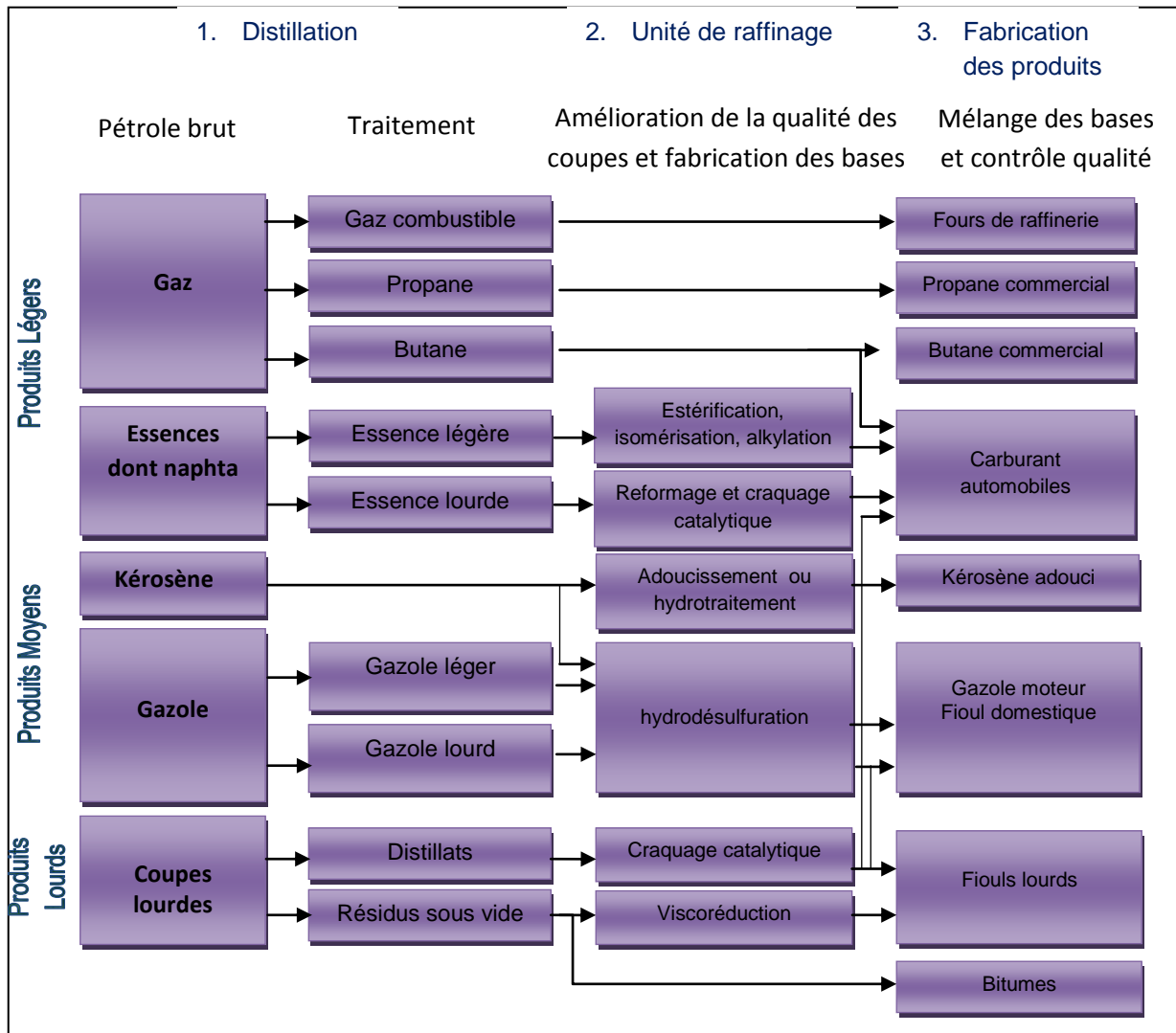


Figure I.4 : Les différents procédés du raffinage

I.3 Les procédés de base dans le raffinage

Ils peuvent être classés en trois catégories : voir tableau (I.1)

1. Procédés de fractionnement
2. Procédés de conversion
 - a. Par décomposition
 - b. Par unification
 - c. Par altération / réarrangement
3. Procédés de traitement

Table I.1: Vue d'ensemble des procédés de raffinage du pétrole

Nom du procédé	Action	Méthode	But	Matières premières	Produits
1-Procédés de fractionnement					
Distillation atmosphérique	Séparation	Thermique	Séparation des fractions	Pétrole brut dessalé	Gaz, gazole, distillat, résidus.
Distillation sous vide	Séparation	Thermique	Séparation sans craquage	Résidus de tour de distillation atmosphérique	Gazole, bases lubrifiants, résidus
2-Procédés de conversion-décomposition					
Craquage catalytique	Altération	Catalytique	Amélioration de l'essence	Gazole, distillat de coke	Essence, charges pétrochimiques
Cokéfaction	Polymérisation	Thermique	Conversion des résidus sous vide	Résidus, pétrole lourd, goudrons	Naphta, gazole, coke
Hydrocraquage	Hydrogénation	Catalytique	Conversion en hydrocarbures plus légers	Gazole, huile de craquage, résidus	Produits plus légers, de meilleure qualité
Reformage à la vapeur	Décomposition	Thermique / catalytique	Production d'hydrogène	Gaz désulfuré, O ₂ , vapeur	Hydrogène, CO, CO ₂
Craquage à la vapeur	Décomposition	Thermique	Craquage de grosses molécules	Fioul lourd, distillat de tour de distillation atmosphérique	Naphtade craquage, coke, résidus
Viscoréduction	Décomposition	Thermique	Réduction de la viscosité	Résidus de distillation atmosphérique	Distillats, goudrons
3-Procédé de conversion-unification					
Alkylation	Combinaison	Catalytique	Combinaison d'oléfines et d'isoparaffines	Isobutane de tour, oléfines de craquage	Iso-octane
Mélange de graisses	Combinaison	Thermique	Combinaison de savons et d'huiles	Huiles lubrifiantes, acide gras, alkyle-métal	Graisses lubrifiantes
Polymérisation	Polymérisation	Catalytique	Combinaison de deux oléfines ou plus	Oléfines de craquage	Naphta à indice d'octane élevé, charges pétrochimiques
4-Procédés de conversion-altération/réarrangement					
Reformage catalytique	Altération / déshydrogénation	Catalytique	Amélioration du naphta à indice d'octane bas	Naphta de cokéfaction / d'hydrocraquage	Reformat aromatiques à indice d'octane élevé
Isomérisation	Réarrangement	Catalytique	Conversion d'hydrocarbures à chaîne droite en chaîne ramifiée	Butane, pentane, hexane	Isobutane/ pentane/ hexane
5-Procédés de traitement					
Traitement aux amines	Traitement	Absorption	Élimination des contaminants acides	Gaz acide, hydrocarbures avec CO ₂ et H ₂ S	Gaz et liquides d'hydrocarbures exempts d'acide
Dessalage	Déshydratation	Absorption	Élimination des contaminants	Pétrole brut	Pétrole brut dessalé
Séchage et adoucissement	Traitement	Absorption / thermique	Élimination de l'eau et des composés soufrés	Hydrocarbure liquide, GPL, matières premières alkyles	Hydrocarbures adoucis et secs
Extraction au furfural	Extraction par les solvants	Absorption	Amélioration des distillats moyens et des	Huiles lourdes de recyclage et bases lubrifiants	Carburant diesel et huiles lubrifiantes de haute qualité

			lubrifiants		
Hydrodésulfuration	Traitement	Catalytique	Elimination du soufre des contaminants	Résidus riches en soufre / gazole	Oléfines désulfurées
Hydrotraitement	Hydrogénation	Catalytique	Elimination des impuretés / saturation des hydrocarbures	Résidus, hydrocarbures de craquage	Charge de craquage, distillats, lubrifiants
Extraction par les phénols	Extraction par les solvants	Absorption / thermique	Amélioration de l'indice de viscosité et de la couleur des lubrifiants	Bases huiles lubrifiantes	Huiles lubrifiantes de haute qualité
Désasphaltage aux solvants	Traitement	Absorption	Elimination de l'asphalte	Résidus de tour de distillation sous vide, propane	Huile lubrifiante lourde, bitume
Déparaffinage par les solvants	Traitement	Refroidissement / filtration	Elimination de la paraffine des bases lubrifiants	Huiles lubrifiantes de tour de distillation sous vide	Bases lubrifiants déparaffinés
Extraction par les solvants	Extraction par les solvants	Absorption / précipitation	Séparations des composés aromatiques non saturés	Gazole, reformat, distillats	Essence à indice d'octane élevé
Adoucissement	Traitement	Catalytique	Elimination du H ₂ S, conversion des mercaptans	Distillats non traités / essence	Distillats de haute qualité / essence

CHAPITRE II

Dessalage du pétrole brut

CHAPITRE II

II.1 Généralités sur les sels

Les sels qui sont les plus souvent trouvés dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures (sodium, magnésium et calcium) avec une répartition qui est de l'ordre de :

- 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 dissous dans l'eau présente dans le brut.

Les sels peuvent être la cause de la corrosion car ils s'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide Chlorhydrique :

- $\text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
- $\text{CaCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
- $\text{NaCl} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NaOH} + \text{HCl}$

(Les chlorures de sodium s'hydrolysent difficilement)

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

- $\text{Fe} + 2\text{HCl} \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{H}_2$

En plus de la corrosion, les sels peuvent être la cause d'encrassement dans les installations et empoisonnement des catalyseurs.

II.2 Généralités sur les émulsions

Une émulsion est un mélange de deux liquides non miscibles ou faiblement miscibles. Un des liquides est dispersé sous forme de gouttelettes (phase dispersée) dans l'autre liquide (phase continue). [5]

Nous distinguons plusieurs types d'émulsions selon qui est phase dispersé et qui est phase continue (figure II.1).

Les émulsions les plus courantes en exploitation pétrolière sont de type à phase continue d'huile.

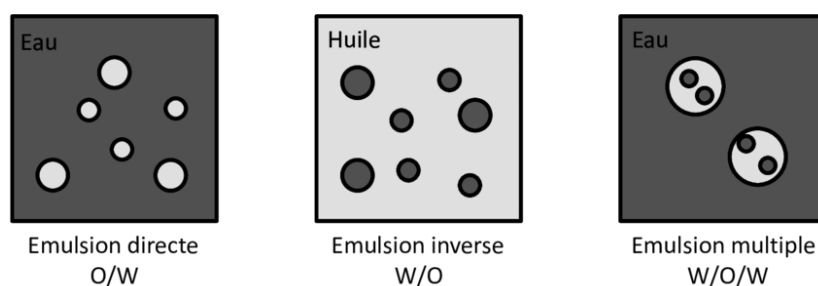


Figure II.1: Les types d'émulsions

La stabilité des émulsions pétrolières est due à la présence de molécules tensioactives naturellement présentes dans le pétrole (asphaltées, résines). Ces molécules ont une partie hydrophile (aimant l'eau) et une partie hydrophobe (aimant l'huile). Elles se mettent à l'interface eau/ pétrole, créant un film qui stabilise les gouttes. Pour rompre cette stabilité il faut un des émulsifiants pour favoriser la coalescence des gouttelettes d'eau.

II.3 Dessalage du pétrole brut

Le dessalage est une opération de rinçage du pétrole brut avec de l'eau douce. Un des émulsifiant est injecté dans le pétrole brut, car de l'eau salée est présente sous forme d'émulsion. L'eau ajoutée au pétrole brut dilue la concentration de sel, puis elle est rejetée sous forme d'eau usée par décantation. Donc l'objectif du dessalement est double :

- ✚ Eliminer l'eau présente dans le brut (Déshydratation)
- ✚ Eliminer ou du moins réduire les sels (Dessalage)

Ce procédé est au début de la chaîne des autres procédés de raffinage, il se place juste devant la distillation (voir figure II.2) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

Le dessalage le plus utilisé de nos jours est le dessalage électrostatique.

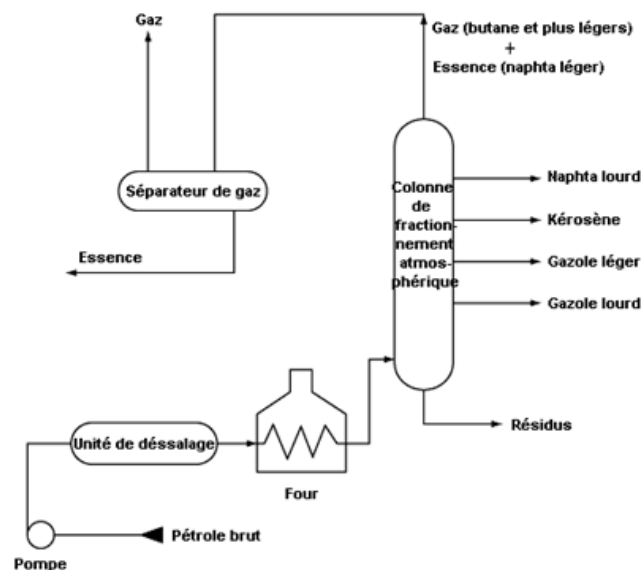


Figure II.2: Emplacement du dessaleur dans une unité de distillation

II.4 Théorie sur le dessalage électrostatique

Le principe du dessaleur électrostatique consiste en 3 étapes (Figure II.3)

1) La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage

L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 6 % 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 (ΔP) à travers la vanne de mélange. Elle a comme objectif, l'assurance de création d'une émulsion afin que tous les sels soient dans la phase dispersée d'eau.

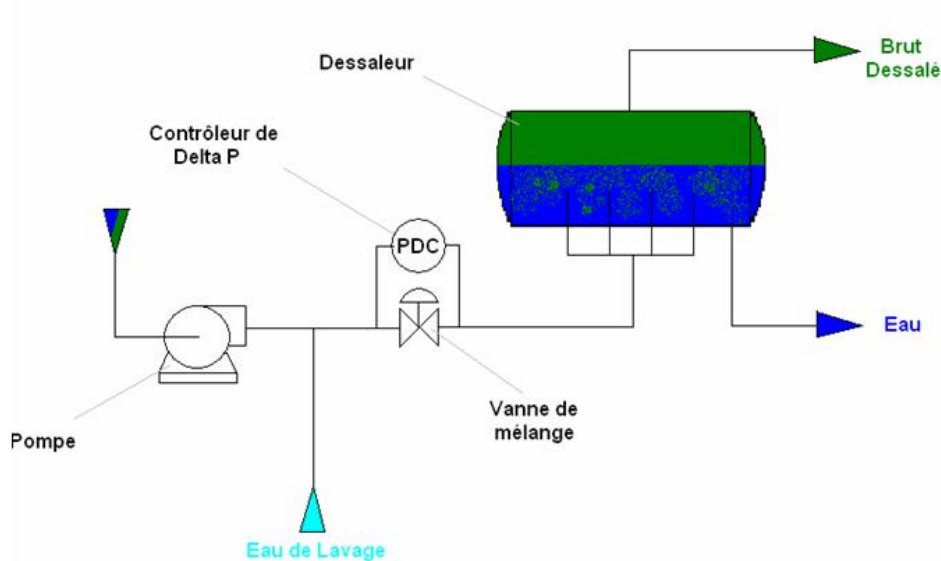


Figure II.3: Principe de dessaleur

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

Le mélange eau/brut (émulsion) entre dans le ballon du dessaleur par une conduite qui disperse le mélange entre deux électrodes. (Voir figure II.4)

Ces dernières sont parcourues par un courant alternatif créant ainsi un champ de forces qui va polariser les gouttelettes d'eau, ce qui va les entraîner à coalescer entre elles pour former des gouttelettes plus grandes. (Voir figure ci-contre)

Ce phénomène de coalescence est souvent amélioré par l'ajout d'un des émulsifiant. Le choix d'un courant alternatif c'est pour augmenter l'agitation des gouttelettes et faciliter ainsi leur contact.

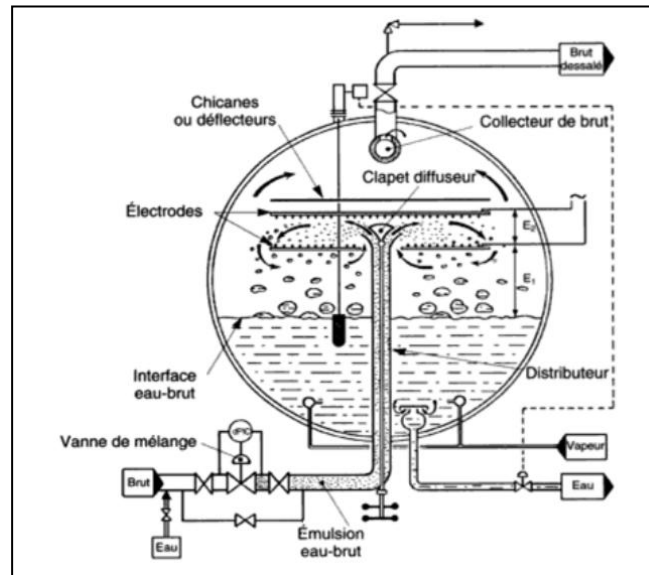


Figure II.4: Coupe interne du dessalageur

3) La décantation par gravité de l'eau

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, décantent au fond du dessalageur sous l'effet de la gravité. La vitesse de décantation est donnée par la loi de Stokes [6]

$$V_d = \frac{d^2 * (\rho_e - \rho_b) * g}{18 * n}$$

V_d : vitesse de décantation

D : diamètre moyen des gouttelettes

ρ_e-ρ_b : différence entre la densité de l'eau et celle du brut

g: la gravité

n: la viscosité

II.5 Autres moyens de lutte contre la corrosion :

En plus du dessalage , nous avons d'autres moyens de lutte contre la corrosion en aval qui consiste à injecter de la soude (NaOH) pour neutraliser les acides (HCl) qui peuvent se former et aussi des inhibiteurs neutralisant et filmant pour protéger les installations.

Et pour optimiser la quantité des inhibiteur car très couteux, un suivi de la quantité de fer et le pH est effectué quotidiennement.

La mesure de quantité de fer se fait par spectrophotométrie et le pH par un pH-mètre.

II.6 Méthodes de mesure

II.6.1 La salinité

La salinité est mesurée en utilisant la méthode Mohr qui consiste en un dosage des ions chlorures par le nitrate d'argent AgNO_3 en présence de chromate de potassium K_2CrO_4 . Ce dernier est l'indicateur coloré qui réagit en fin de dosage pour former le chromate d'argent, apparaissant comme un précipité rouge brique.

II.6.2 La spectrophotométrie

La spectrophotométrie est une méthode physique qui repose sur l'interaction matière / rayonnement et avec laquelle on parvient à déterminer le taux d'absorbance d'une substance chimique, c'est-à-dire sa capacité d'absorption de la lumière (figure II.5). Plus l'échantillon est concentré, plus il absorbe la lumière dans les limites de proportionnalité énoncées par la loi de Beer-Lambert.

Lorsqu'une lumière d'intensité I_0 passe à travers une solution, une partie de celle-ci est absorbée par le soluté. L'intensité I de la lumière transmise est donc inférieure à I_0 . On définit la transmittance de la solution comme :

$$T = \frac{I}{I_0}$$

L'absorption est définie par la relation : $A = -\log T = \log \frac{I_0}{I}$

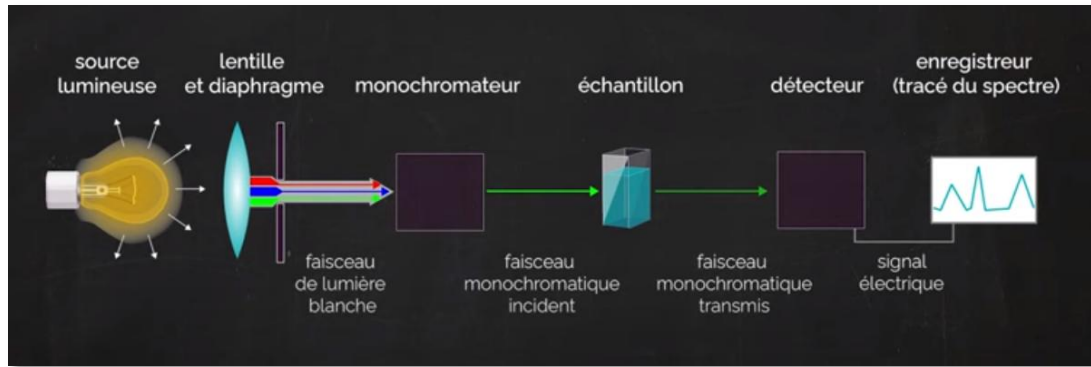


Figure II.5: Schéma du principe d'un spectrophotomètre

La loi de Beer-Lambert établit que l'absorbance A d'une solution est proportionnelle, d'une part, à sa concentration C et, d'autre part, à la longueur l du trajet parcouru par la lumière dans la solution :

$$A = \varepsilon \cdot l \cdot c$$

c : concentration de l'entité chimique absorbante

l : est la longueur du trajet parcouru par la lumière dans le milieu considéré

ε : une constante nommée absorptivité molaire

II.6.3 Le pH-mètre

Un pH-mètre est un instrument utilisé pour mesurer l'acidité ou l'alcalinité d'une solution, également appelée pH. Le pH est l'unité de mesure qui décrit le degré d'acidité ou d'alcalinité. Elle est mesurée sur une échelle de 0 à 14.

Le pH-mètre consiste à mesurer le pH ou potentiel d'hydrogène d'une solution. La mesure s'effectue grâce à une électrode de verre, d'une électrode de référence et d'un pH-mètre

CHAPITRE III

Présentation de la raffinerie d'Arzew

CHAPITRE III

III.1 Présentation de la raffinerie d'Arzew

La raffinerie d'Arzew est située dans la zone industrielle d'Arzew sur le plateau d'El Mahgoune sur une superficie de 170 hectares.

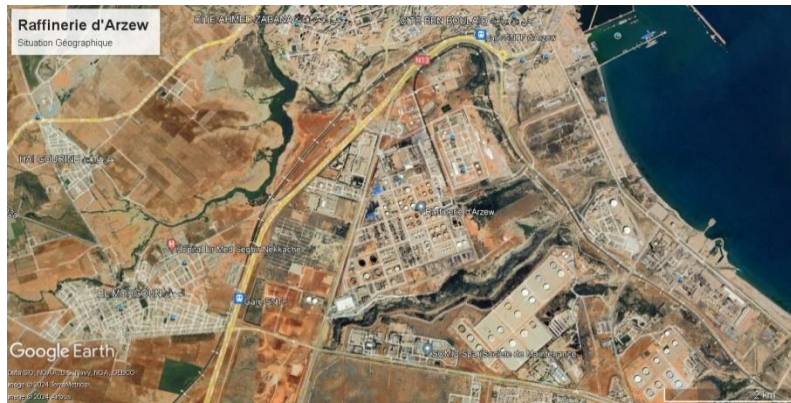


Figure 5: Situation géographique de la raffinerie

La raffinerie d'Arzew traite en moyenne 3,75 millions de tonnes par an de pétrole brut saharien et 280000 tonnes par an de brut réduit importé (BRI) pour la production de bitume.

Elle est organisée en 4 départements de production (P1, P2, P3 et P4), qui sont eux même constitués de plusieurs zones ayant des tâches bien déterminées (figure (III.2)), un laboratoire de contrôle et un département de sécurité.



Figure 6: Plan de masse de la raffinerie

Nous allons décrire seulement le département P1, ou nous avons été affectés

III.2 Département de production P1 [7]

III.2.1 Zone 03 (les utilités)

- Unité 31 : Production de vapeur d'eau à haute pression qui sert au stripage , et comme énergie motrice des turbos générateurs.
- Unité 32 : Production de l'eau distillée qui est utilisée comme eau d'alimentation pour les chaudières
- Unité 33 : Distribution d'eau de refroidissement, utilisée pour les opérations de refroidissement des produits.
- Unité 34 : Production d'électricité qui sert à alimenter les unités de traitement.
- Unité 35 : Gaz de combustion au niveau des chaudières et des fours.

III.2.2 Zone 04 (carburant)

- Unité 11 : (Topping) c'est l'unité de distillation atmosphérique qui a pour rôle la séparation des différents composants contenus dans le pétrole.
- Unité 12 : (Reforming catalytique) Elle traite le naphta lourd (HSRN) provenant de la distillation atmosphérique dans le but de produire une base d'essence à indice d'octane élevé (reformat).
- Unité 13 : (Traitement du gaz) Elle traite le gaz obtenu des unités 11. 12 et 17 en le séparant en produit purs tel que le propane et le butane (C_3H_8 , C_4H_{10}).
- Unité 17 : (Isomérisation) Elle traite le naphta léger (LSRN) provenant de la distillation atmosphérique afin d'améliorer leur indice d'octane.
- Unité 18 : (unité du système de l'huile chaude) Le role de cette unité est de fournir la chaleur par l'utilisation d'un fluide caloporteur pour les unités 11 et 17.

III.2.3 Zone 10 (Production des bitumes)

- Unité 14 : c'est l'unité flash sous vide de BRI et l'asphalte. Ce mélange est fractionné sous vide en gasoil et en produit visqueux obtenu en fond de colonne. Ensuite, il est traité dans la section soufflage à l'air pur pour obtenir des bitumes routiers.

- Unité 15 : C'est l'unité de semi "blowing" (soufflage) où on procède à l'oxydation de la charge (bitume routier + gasoil) afin d'obtenir du bitume oxydé.

III.2.4 Zones de stockage

- Zone 08 et 09 : Stockage du résidu atmosphérique dans 2 bacs
- Zone 11, 12 et 13 : Stockage du brut de Hassi Messaoud
- Zone 31 : contient une torche

III.3 Description de l'unité 11

C'est dans cette unité que débute tout le procédé de raffinage par la séparation du brut provenant de Hassi Messaoud. En utilisant la température comme agent de séparation, la charge est fractionnée en plusieurs coupes élémentaires :

- ❖ Gaz de pétrole liquéfié (G.P.L)
- ❖ Naphta lourd (Heavy Straight Run Naphta H.S.R.N)
- ❖ Naphta Léger (Light Straight Run Naphta L.S.R.N)
- ❖ Kérosène
- ❖ Gasoil léger (L.G.O)
- ❖ Gasoil lourd (H.G.O)
- ❖ Brut réduit atmosphérique (B.R.A)

L'unité 11 se compose de deux sections : (voir annexe 1 et 2)

1. Section de fractionnement principale

Le brut dessalé après son passage dans le dessaleur, sera fractionné dans la colonne de distillation 11C1 à une température de 330 C°. Cette température est atteinte grâce au four 11F1 et certains échangeurs de chaleur.

Les produits obtenus seront refroidis puis stockés (kérosène, LGO, HGO).

Le produit de fond de colonne (BRA) après refroidissement et stockage sert comme charge pour la production des huiles de base.

Les vapeurs sortantes au sommet de la tête de la colonne de distillation seront refroidis et condensées pour alimenter la section de stabilisation.

2. Section de stabilisation

Elle a pour but la séparation des produits sortants au sommet de 11C1 en essences LSRN et HSRN dans une colonne 11C5.

Le HSRN sort par le fond par contre les gaz sortent au sommet et seront refroidis et condensés pour servir comme reflux pour la 11C5 et alimente le stabilisateur 11C6.

Les z de la 11C6 qui sont riches en GPL alimentent l'unité de gaz plant (U13) et la partie non condensée du ballon de reflux 11D6 est strippée dans la 11C7 avec le gaz de l'unité 12 et de l'unité 13. Le sommet de l'absorbeur 11C7 est envoyé comme gaz combustible et le fond est recyclé vers 11C5.

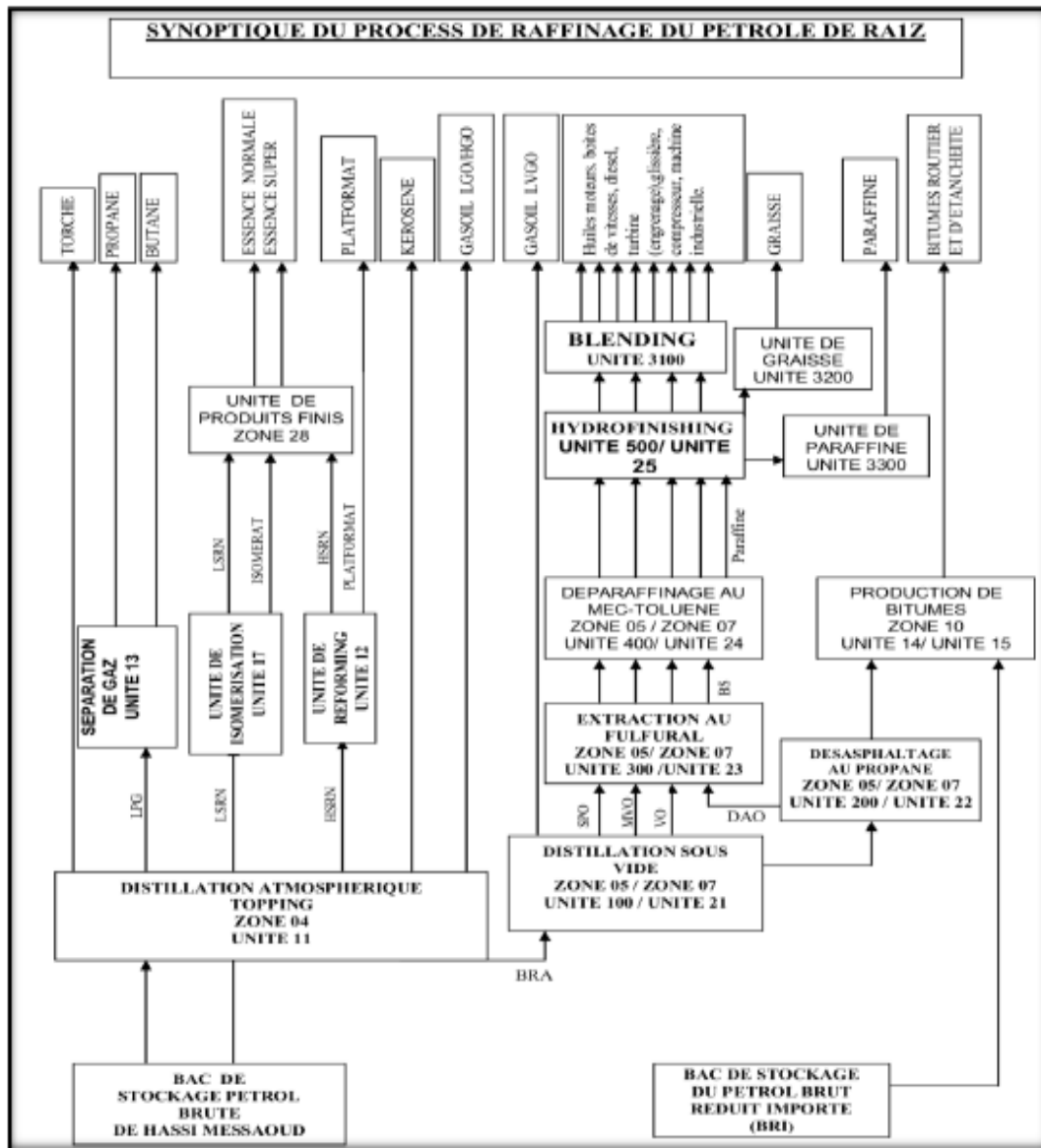


Figure 7: Schéma synoptique des différentes unités

III.4 Paramètres de fonctionnement du dessaleur de l'unité 11 [8]

❖ Température du pétrole brut (100 à 125°C)

La température de la charge du brut est très importante pour le fonctionnement efficace du dessaleur. Une baisse de la température induira une augmentation de la viscosité du pétrole et par conséquent l'augmentation des difficultés de séparation de l'eau. Par contre une température plus élevée que celle spécifié peut causer une plus grande conductivité électrique du brut.

❖ Delta P de la vanne de mélange (0.5 à 1.5 kg/cm²)

Le degré de mélange donné au pétrole et à l'eau lorsqu'ils passent dans la vanne de mélange est fonction de la pression différentielle de celle-ci. Il est désirable de disperser l'eau de lavage dans le brut d'une façon suffisante sans former une émulsion si stabilisée qu'il serait impossible ou difficile de la rompre.

❖ Eau de lavage (2.5 à 6 % en volume et un Ph entre 5 et 8)

L'eau de lavage ne devrait pas contenir des éléments qui pourraient stabiliser les émulsions et doit être en quantité suffisante pour faire dissoudre les sels sans autant dépasser les limites qui pourrait créer un court-circuit entre les électrodes du dessaleur.

❖ Niveau d'Interface Eau/Brut (50%)

Il est important de vérifier régulièrement le niveau d'interface brut / eau à l'aide des robinets de prise de niveau. Un niveau bas permet le passage d'une certaine quantité de pétrole dans l'eau d'effluent par contre un niveau élevé permet de laisser passer de l'eau dans le pétrole.

❖ Dés émulsifiants (3 ppm max)

Le produit dés émulsifiant est ajouté pour faciliter la rupture de la couche entre l'eau et le brut. Dans notre cas il n'est pas utilisé.

III.5 Tolérances :

- Salinité < 10 ppm
- Quantité de fer 2 ppm
- 5.5 < pH < 7

III.6 Collecte et analyse des données

III.6.1 Salinité

Des échantillons sont pris à l'entrée et la sortie du dessaleur ainsi qu'au niveau de la pompe 11G1 afin de mesurer la salinité. Les résultats sont présentés dans le tableau III.1 et Figure III.4

Table III.1: Résultats d'analyse de la salinité

Date	Salinité			Efficacité %
	Entrée	Sortie	11G1	
02/05/2024	1,4	1	1,8	28,6
04/05/2024	1,4	1	1,6	28,6
05/05/2024	0,9	0,6	1	33,3
06/05/2024	0,9	0,8	1	11,1
07/05/2024	1	0,9	1,5	10,0
08/05/2024	1,3	0,9	1,6	30,8
09/05/2024	1,8	0,8	2	55,6
11/05/2024	1,9	1,3	2	31,6
12/05/2024	1,3	1,1	1,6	15,4
13/05/2024	1,2	0,8	1,5	33,3
14/05/2024	1	0,8	1,5	20,0
15/05/2024	1,4	1	1,7	28,6
16/05/2024	1,4	1	1,7	28,6
18/05/2024	1,4	1	1,8	28,6
19/05/2024	1,5	1	1,7	33,3
20/05/2024	1,4	1	1,6	28,6
21/05/2024	1,9	1,2	2	36,8
22/05/2024	1,8	1,1	2	38,9
23/05/2024	1,9	1	2	47,4
25/05/2024	1,8	1,1	1,9	38,9
26/05/2024	1,5	1	1,8	33,3
27/05/2024	2,1	1,2	2,2	42,9
28/05/2024	2,1	1,1	2,3	47,6
29/05/2024	2	1,1	2,2	45,0
30/05/2024	2	1,1	2,1	45,0
01/06/2024	2,1	0,9		57,1
02/06/2024	2,1	1	2,2	52,4
03/06/2024	2,1	1	2,1	52,4
04/06/2024	2,1	1	2,3	52,4
05/06/2024	1,8	1	2	44,4
06/06/2024	1,8	1,1	1,9	38,9
08/06/2024	1,4	0,6	1,6	57,1

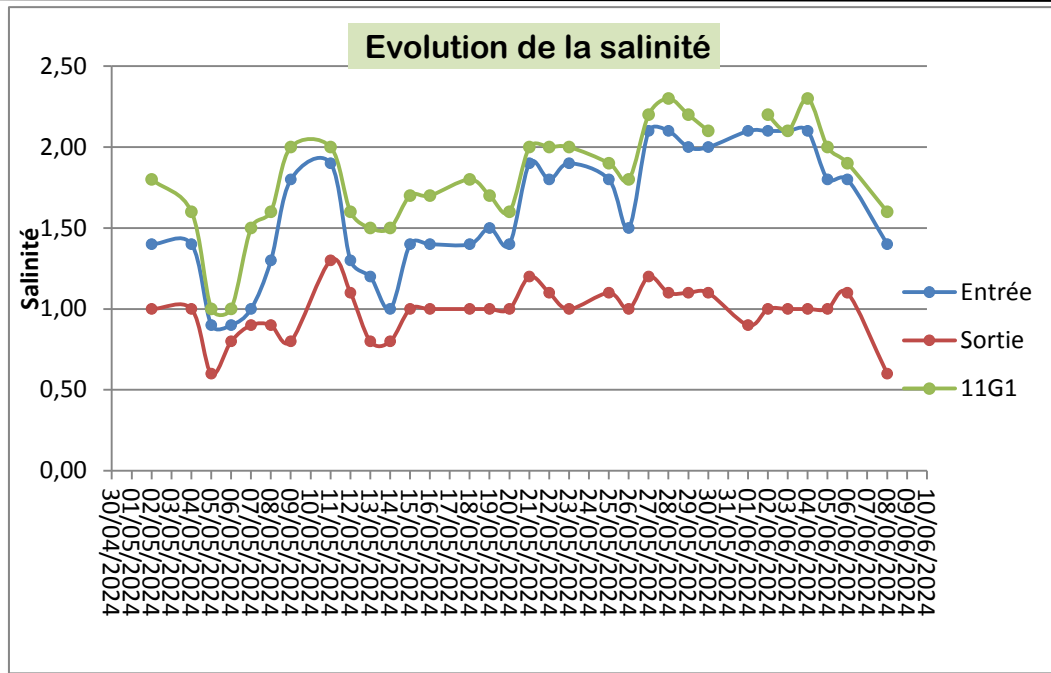


Figure 8: Comparaison de la salinité à l'entrée et la sortie du dessaleur

L'efficacité du dessaleur est calculée en utilisant l'expression suivante :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} * 100$$

Ou S_e :salinité à l'entrée du dessaleur

S_s :salinité à la sortie du dessaleur

Nous remarquons que la moyenne de l'efficacité du dessaleur est de l'ordre de 37 %, cependant cette valeur n'est pas représentative car déjà la salinité à l'entrée est petite et ceci est dû au fait que le brut arrive dessalé de Hassi Messaoud.

Cette affirmation peut être contrôlée en analysant l'évolution de la courbe de l'efficacité avec celle de la salinité d'entrée (graphe III.5). Nous voyons bien que lorsque la salinité à l'entré augmente, l'efficacité augmente aussi.

Donc pour pouvoir se prononcer sur l'efficacité du dessaleur il va falloir le tester avec une charge dont la salinité est bien supérieure comme celle de la charge à l'entrée du dessaleur de Hassi Messaoud.

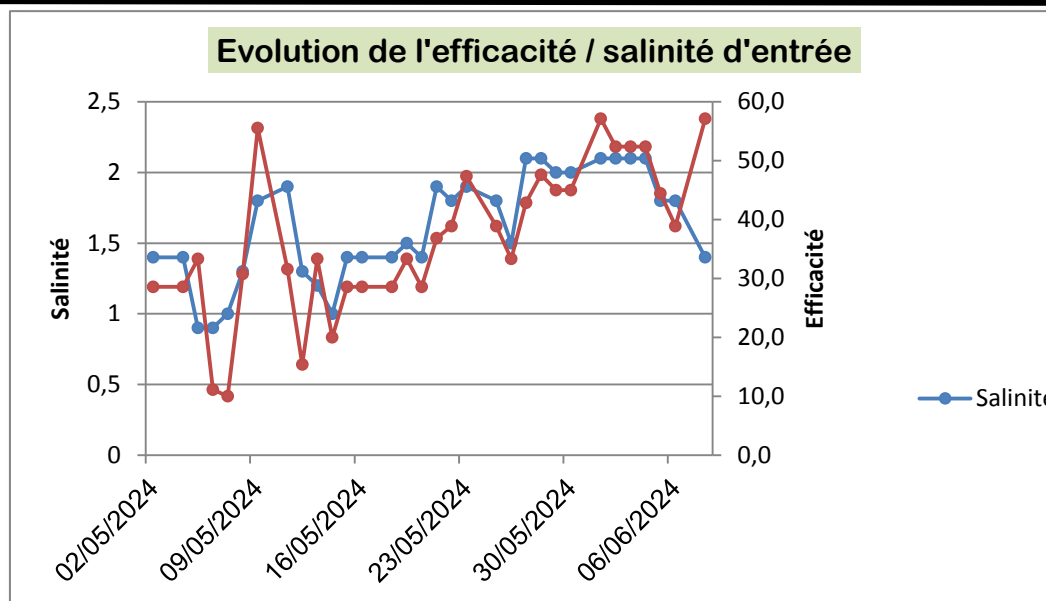


Figure 9: Evolution de l'efficacité avec la salinité d'entrée

Dans les conditions actuelles, la mise en marche du dessaleur est inutile. Sa présence est à des fins préventives en cas où la charge d'entrée change de salinité.

Cette procédure de fonctionnement peut être améliorée en arrêtant l'opération de dessalage et mettre le dessaleur sous Azote (Pression du dessaleur > pression atmosphérique) afin de le préserver et le faire fonctionner une ou deux fois par ans. De cette façon le jour où les caractéristiques de la charge changent, le dessaleur sera prêt à mettre en service.

III.6.2 – Quantité de fer et pH :

La surveillance de la corrosion en tête de colonne de distillation et dans les installations est assurée par le suivi de la quantité de fer et le pH des échantillons prélevés au niveau des ballons de reflux 11D2, 11D5 et 11D6.

Les résultats sont présentés dans les tableaux III.2 / III.3 et les Figures III.6, 7 et 8

Table III.2 : Résultats des mesures de quantité de fer

Date	11D2			11D5			11D6		
	t1	t2	Moyenne	t1	t2	Moyenne	t1	t2	Moyenne
02/05/2024	0,55	1,4	0,975	1,4	0,45	0,625	1,95	2	1,975
05/05/2024	11,2	10,4	10,8	10,4	0,87	1,1	4,1	4,58	4,34
06/05/2024	7,3	7	7,15	7	0,93	0,8	4,2	4,19	4,195
07/05/2024	1,98	0,28	1,13	0,28	0,48	0,38	3,36	2,67	3,015
08/05/2024	0,45	0,5	0,475	0,5	0,54	0,57	4,1	4,15	4,125
09/05/2024	9,2	0,3	4,75	0,3	0,68	0,64	4,1	4,05	4,075
12/05/2024	0,05	1,71	0,88	1,71	0,63	0,63	1,7	0,1	0,9
13/05/2024	0,77	0,89	0,83	0,89	0,53	0,59	1,64	2,39	2,015
14/05/2024	1,83	0,05	0,94	0,05	0,14	0,18	3,54	3	3,27
15/05/2024	0,97	0,01	0,49	0,01	0,54	0,435	3,5	3,55	3,525
16/05/2024	0,08	0,05	0,065	0,05	0,5	0,465	4,77	3,12	3,945
19/05/2024	0,06	0,1	0,08	0,1	0,5	0,55	3,5	3,8	3,65
20/05/2024	0,1	0,08	0,09	0,08	0,3	0,25	2,9	2,6	2,75
21/05/2024	2,3	0,2	1,25	0,2	0,4	0,4	0,2	2,2	1,2
22/05/2024	0,09	0,06	0,075	0,06	0,3	0,45	2,1	2,2	2,15
23/05/2024	0,07	0,05	0,06	0,05	0,5	0,4	2,1	1,7	1,9
26/05/2024	0,08	0,05	0,065	0,05	0,85	0,525	3,1	3,5	3,3
27/05/2024	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,5	2	2,5	2,25
28/05/2024	0,07	0,05	0,06	0,05	0,9	0,55	2,5	2	2,25
29/05/2024	3	1,1	2,05	1,1	0,8	0,95	3,7	3,6	3,65
30/05/2024	0,47	0,65	0,56	0,65	0,99	0,945	3,96	3,8	3,88
02/06/2024	0,1	0,2	0,15	0,2	0,5	1	3,4	3,1	3,25
03/06/2024	0,05	0,06	0,055	0,06	1,7	1,65	4,8	4,4	4,6
04/06/2024	0,1	0,3	0,2	0,3	2,5	2,45	3,9	3,8	3,85
05/06/2024	0,8	0,4	0,6	0,4	0,7	0,6	2,7	2,5	2,6
06/06/2024	0,5	0,1	0,3	0,1	0,5	0,65	2	1,9	1,95

Table III.3: Résultats des mesures du pH

Date	11D2				11D5				11D6			
	t1	t2	t3	Moyenne	t1	t2	t3	Moyenne	t1	t2	t3	Moyenne
02/05/2024	7,1	7,5	7,5	7,37	7,2	7,8	7,4	7,47	6,7	6,9	6,7	6,77
05/05/2024	6,2	6,2	6,5	6,30	6,8	6,9	6,9	6,87	6	6,3	5,9	6,07
06/05/2024	6,5	6,5	6,4	6,47	7,1	7	6,9	7,00	5,7	5,8	5,8	5,77
07/05/2024	7,1	7	7,2	7,10	7,2	7,3	7,3	7,27	6	6	6,3	6,10
08/05/2024	7,1	7,2	7,4	7,23	7,2	7,3	7,2	7,23	5,9	6,1	6,4	6,13
09/05/2024	6,3	8	7,1	7,13	7,1	7,1	6,8	7,00	6,2	6	6	6,07
12/05/2024	8,2	8	7,7	7,97	7,7	7,5	7,7	7,63	6,9	6,7	7	6,87
13/05/2024	8	7,2	7,5	7,57	7,7	7,3	7,2	7,40	7	6,4	6,9	6,77
14/05/2024	7,2	8,2	7,4	7,60	7,5	7,6	7,3	7,47	6,4	6	6,5	6,30
15/05/2024	7,5	7,6	6	7,03	7,5	7,55	6,7	7,25	6,4	6,4	6,5	6,43
16/05/2024	7,5	8,1	7,4	7,67	7,3	7,5	7,2	7,33	6	6,2	6,2	6,13
19/05/2024	7,6	7,7		7,65	7,4	7,4		7,40	6,4	6,4		6,40
20/05/2024	7,3	7,4		7,35	7,1	7,6		7,35	6	6,4		6,20
21/05/2024	7,8	8	7,6	7,80	7,2	7,6	7,1	7,30	6	6,7	6,6	6,43
22/05/2024	8	8	7,3	7,77	7,6	7,4	7	7,33	6,6	6,7	6,6	6,63
23/05/2024	7,7	7,8	7,7	7,73	7,4	7,6	7,3	7,43	6,6	7	6,5	6,70
26/05/2024	7,7	7,9	7,3	7,63	7,4	7,5	7,2	7,37	6,8	7	6,3	6,70
27/05/2024	7,8	7,8		7,80	7,5	7,7		7,60	6,8	6,6		6,70
28/05/2024	7,8	7,9		7,85	7,6	7,7		7,65	7,1	7,2		7,15
29/05/2024	7,4	7,5	7,4	7,43	7,4	7,5	7,3	7,40	6,8	6,5	7,2	6,83
30/05/2024	7,6	7,3	7,3	7,40	7,3	7,2	7,2	7,23	6,6	6,5	6,6	6,57
02/06/2024	7,3	7,6		7,45	7,7	7,1		7,40	7	6,6		6,80
03/06/2024	7,3	7,5		7,40	6,8	7		6,90	6,6	6,7		6,65
04/06/2024	7,5	7,6	7,3	7,47	7,4	7,4	7,1	7,30	6,6	6,5	6,7	6,60
05/06/2024	7,1	7,1		7,10	7,5	7,4		7,45	6,7	6,4		6,55
06/06/2024	7,8	7,9	7,7	7,80	7,8	7,7	7,8	7,77	7,4	7,2	6,7	7,10

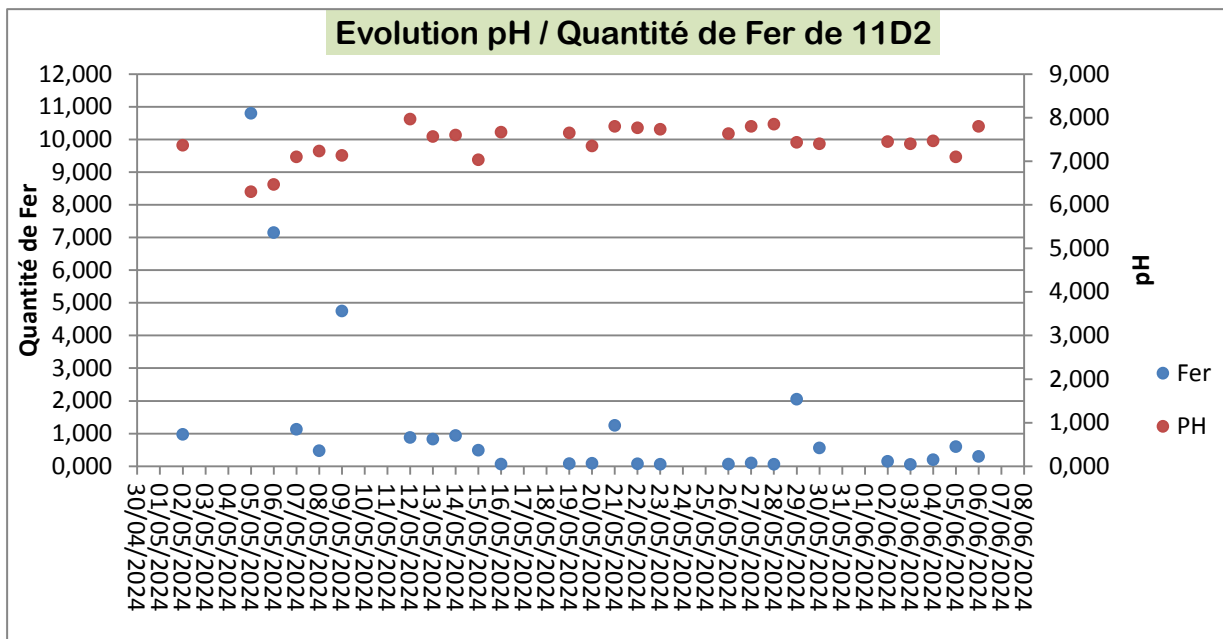


Figure 10: Evolution de la quantité de fer et le pH de 11 D2

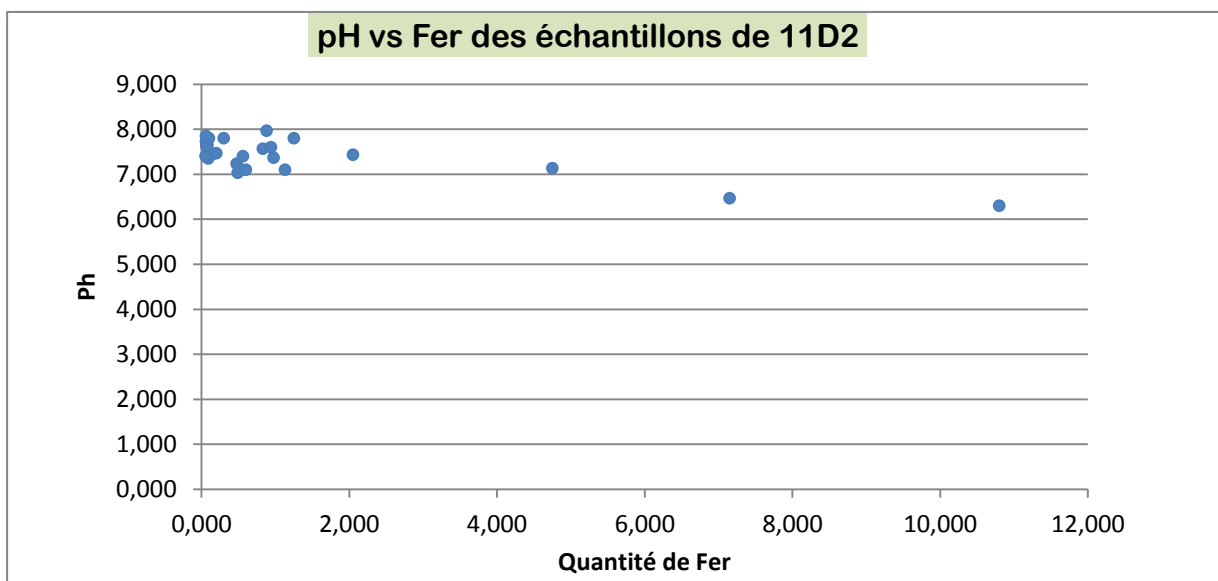


Figure 11: Cross plot quantité de fer vs pH de 11 D2

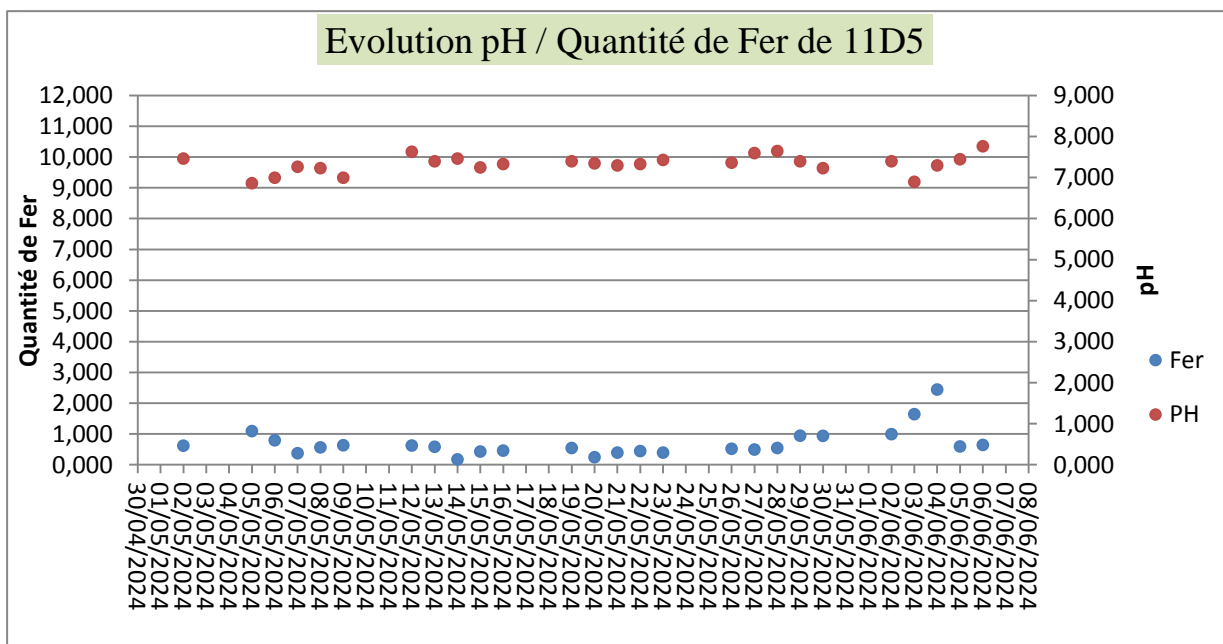


Figure 12: Evolution de la quantité de fer et le pH de 11 D5

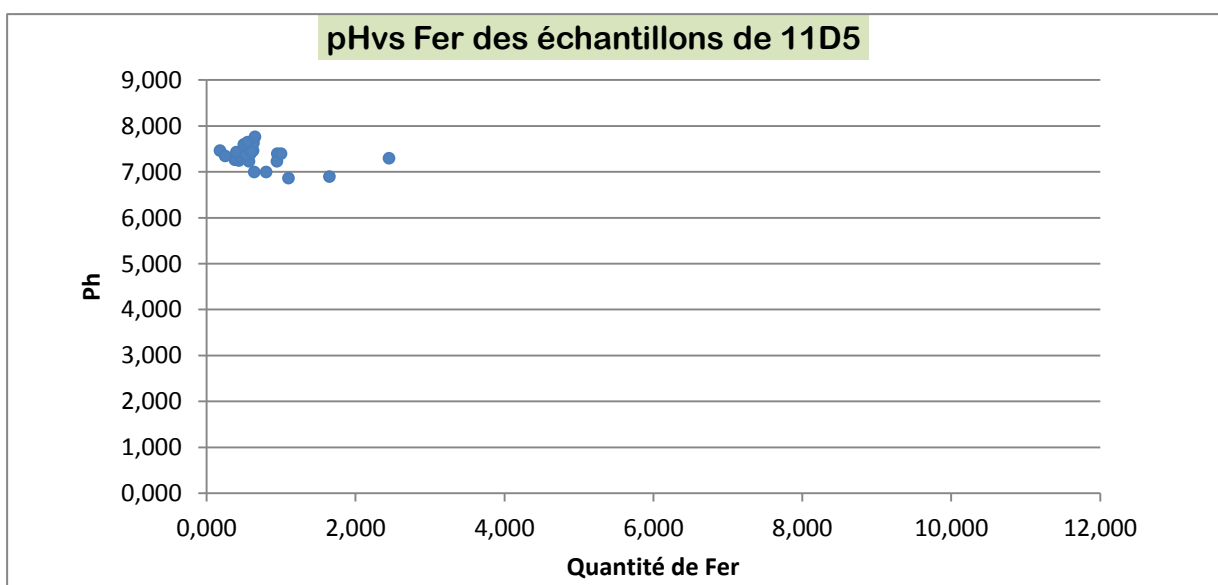


Figure 13: Cross plot quantité de fer vs pH de 11 D5

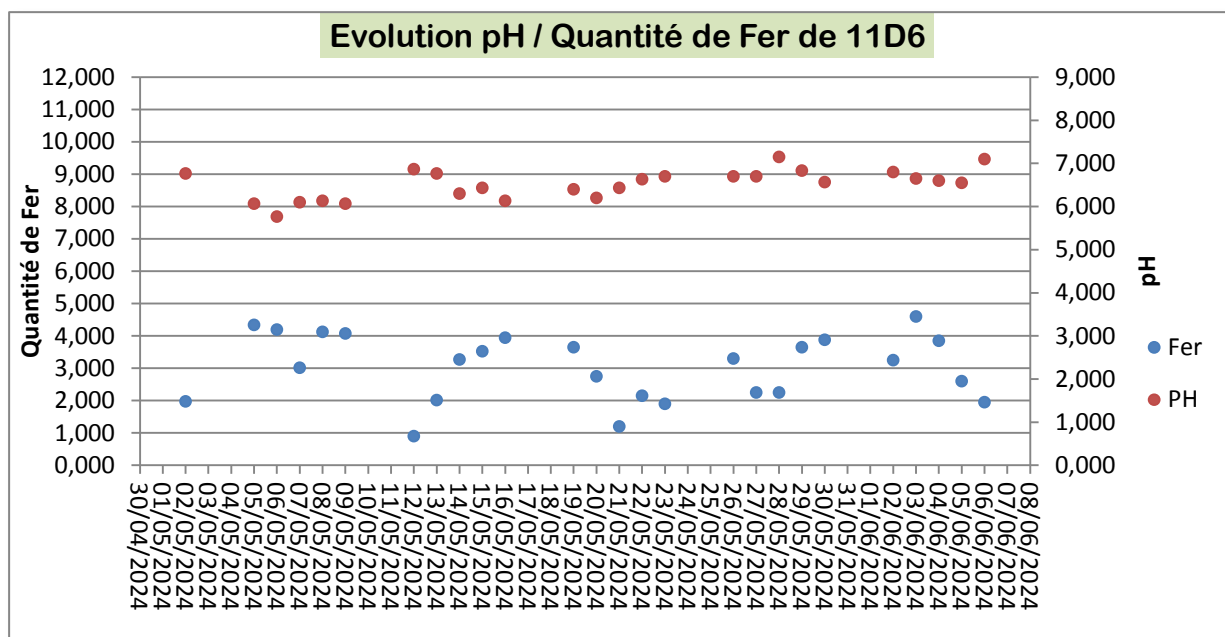


Figure III.10: Evolution de la quantité de fer et le pH 11 D6

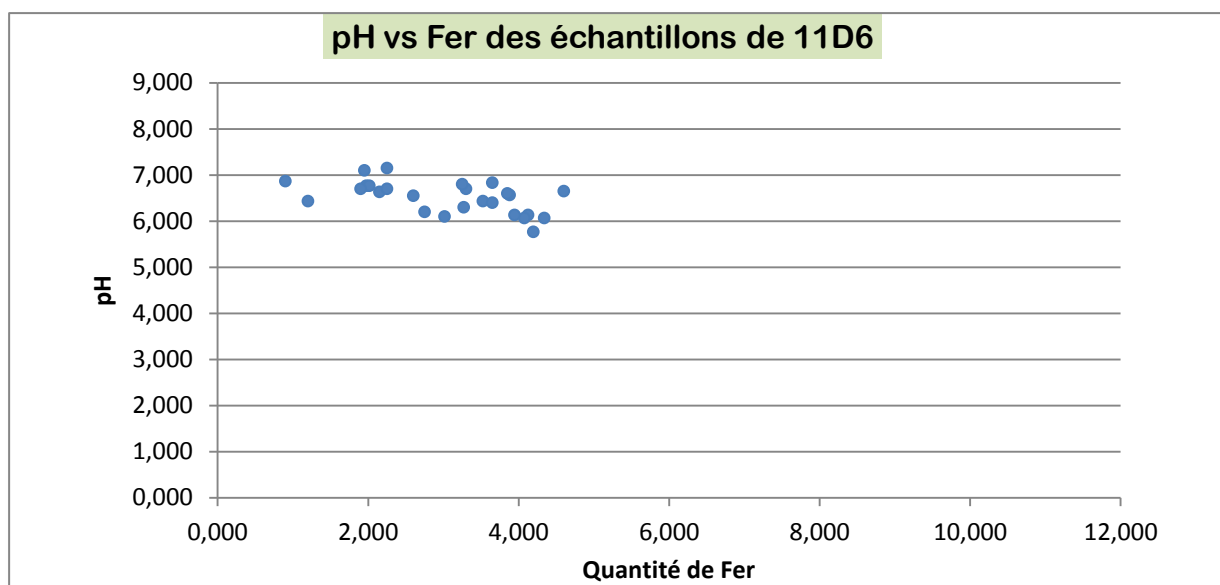
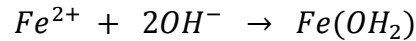


Figure 141: Cross plot quantité de fer vs pH 11D6

Nous constatons plus le pH passe au-delà de la valeur 6, plus la quantité de fer est faible. Cependant, peut-on déduire qu'il n'Y a pas ou peu de corrosion ?

En réalité le fer ferreux Fe^{2+} se précipite sous forme d'hydroxyde selon la réaction :



Cette réaction débute à pH 6 et elle est complète à pH 7.8

Donc, nous pouvons dire qu'il y a une partie de fer qui s'est précipitée, et n'est pas présente dans les échantillons analysés.

Comme la teneur du fer est le critère principal sur lequel repose le principe de monitoring d'un inhibiteur de corrosion dans une multitude de raffineries, alors il va falloir s'entourer de toutes les précautions de son application sur site et surtout savoir qu'elle génère des résultats où l'efficacité est surestimée [9]

De plus les échantillons sont pris en deux temps t1 et t2, des variations peuvent avoir lieu entre ces deux temps d'où la nécessité de se tourner vers des moyens de contrôle continus telle que la méthode ER qui consiste à placer une sonde en aval des aérocondenseurs ou placer un coupon de corrosion (méthode gravimétrique) dans la ligne de drainage des eaux de condensation. (Voir annexe -2-)

Conclusion

Les performances du dessaleur ne peuvent être vérifiées dans les conditions d'exploitation actuelles (brut déjà dessalé) et pour des raisons économiques, nous recommandons de mettre le dessaleur en arrêt.

Mettre le dessaleur sous azote, et le faire fonctionner de temps à autre pour s'assurer qu'il sera fonctionnel le jour où nous auront besoin, en cas d'augmentation de la salinité de la charge.

La procédure mise en place concernant le suivi de la corrosion, par l'analyse du pH et la quantité de fer, n'est pas fiable à 100 % pour deux raisons :

- ✓ Le suivi n'est pas continu : des variations peuvent exister entre la prise des échantillons.
- ✓ Une partie du fer s'est précipité et elle n'est pas quantifiée dans la quantité de fer mesurée.

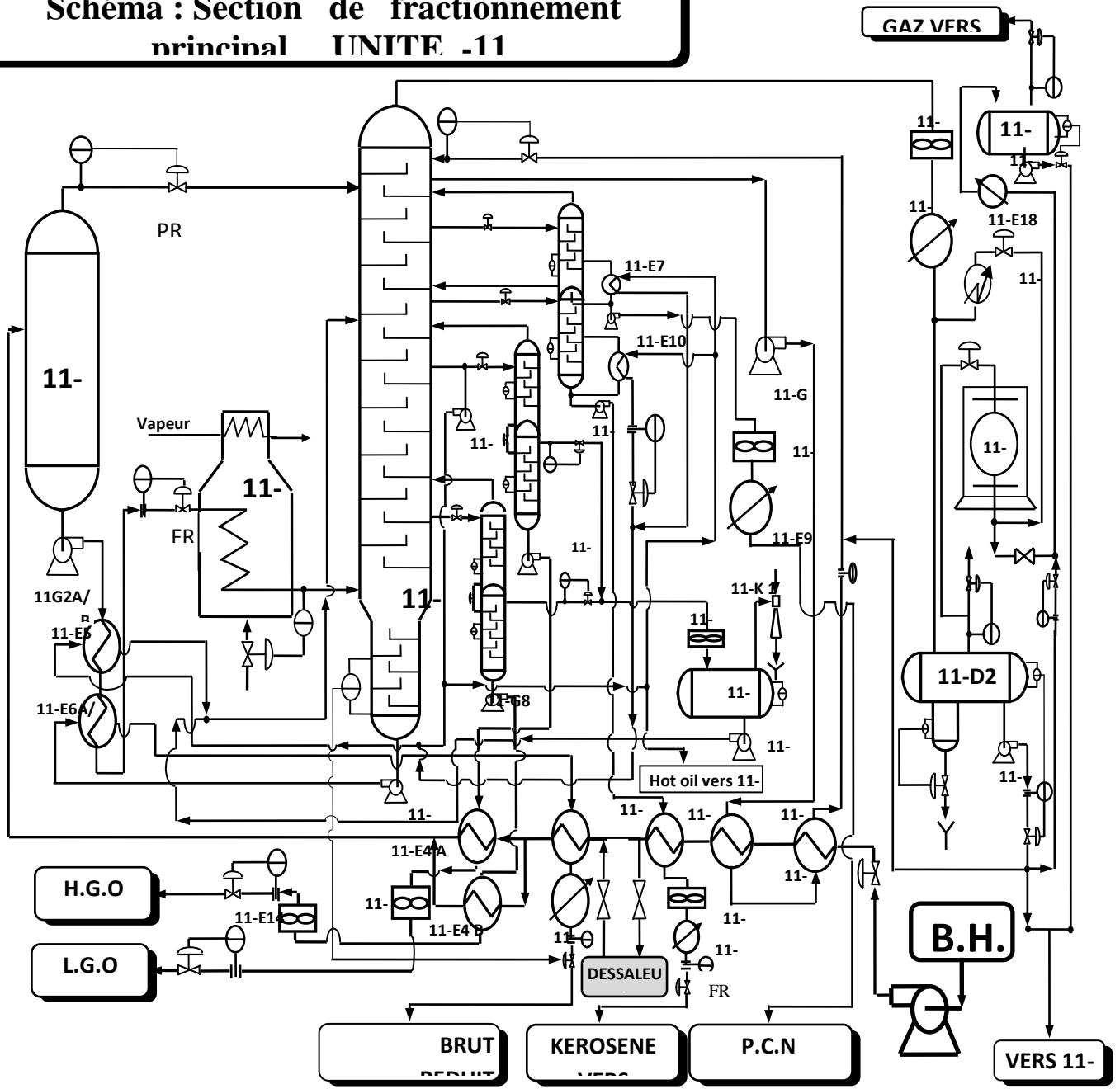
C'est pourquoi nous recommandons l'utilisation de la méthode de la résistance électrique ou la méthode gravimétrique qui permettent de mesurer la vitesse de corrosion avec une grande précision, car les moyens de mesure sont placés dans les conditions réelles que l'élément corrodé.

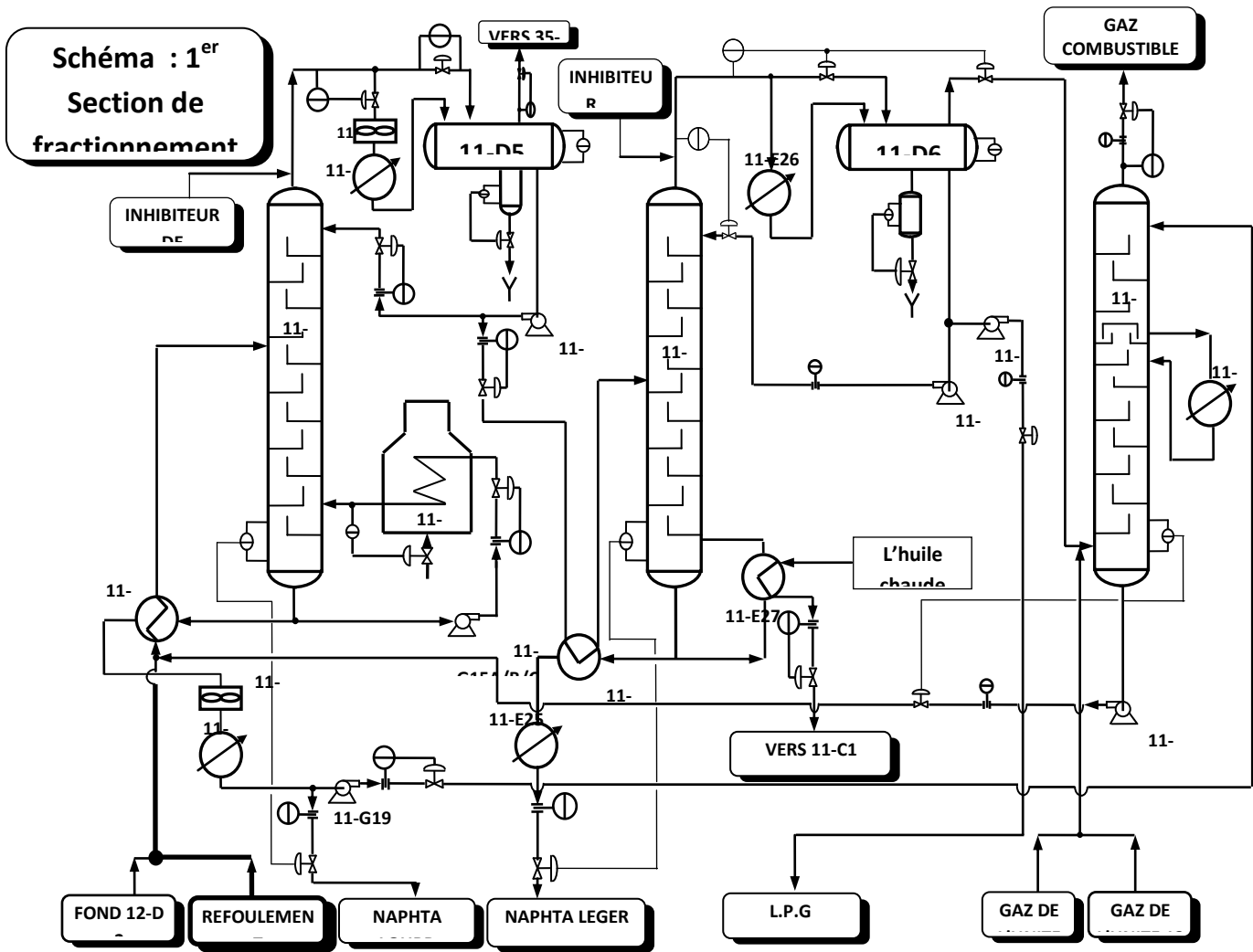
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier>
- [2] <https://new.societechimiquedefrance.fr>
- [3] Jean-Pierre WAUQUIER; raffinage du pétrole -tome-1 Edition Technip, 1994
- [4] Thomas Battaglieri; Introduction à la distillation du pétrole brut
Université de Marseille St Jérôme, 2009
- [5] Sophie Bourcier, Elaboration de matériaux conducteurs protoniques à architecture réseaux interpénétrés de polymères à partir de microémulsions, Thèse de doctorat.
- [6] <https://www.flottweg.com/fr/wiki/separation-technology/vitesse-de-sedimentation>
- [7] Hakiki Moussa Abdelnour, Rapport de stage –USTO 2022
- [8] Manuel Opérateur interne de l'unité
- [9] Mohamed Mekki Daouadji, Les dangers de monitoring des inhibiteurs de corrosion à fonction neutralisante par la méthode "Iron Count". Revue de IAP , volume 03, 2009.
- [10] Harik Choib, Effet inhibiteur de tensioactif anionique synthétisé à partir de gasoil Algérien sur la corrosion de l'acier doux. Mémoire de fin d'étude ,2017.
- [11] [https://europcorr.com/index.php/fr/systeme d'accès sous pression 2/sondes a résistance électrique er.html](https://europcorr.com/index.php/fr/systeme_d'accès_sous_pression_2/sondes_a_résistance_électrique_er.html).

Annexes

Schéma : Section de fractionnement principale UNITE -11





Méthode Gravimétrique [10]

Principe de cette méthode est basé sur les mesures de perte de masse Δm subie par un échantillon de surface S (un coupon) pendant un temps d'immersion t dans le milieu corrosive à étudier.

La vitesse de corrosion est donnée par la relation suivante :

$$V_{corr} = \frac{\Delta m}{S * t} \quad \left(\frac{g}{cm^2.h} \right)$$

Méthode ER (résistance électrique) [11]

Les sondes à résistance électrique exploitent le principe simple de l'accroissement de la résistance électrique provoqué par la diminution de son épaisseur ou celle du métal conducteur.

L'accroissement de la résistance électrique du métal corrodé est mesuré en relation avec celle correspondant à l'élément de référence.

