

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Ahmed Draia Adrar**



**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables**

**Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en :**  
**Filière : Génie des Procédés**  
**Spécialité : Génie Chimique**

**Thème :**

**Suivi de la qualité de traitement du Kérosène en JET-A1**  
**au niveau de l'unité Topping-Raffinerie d'Adrar**

**Présenté par :**

**M. Mohamed OUSNA**

**M. Salem BOUSBIA**

<b>Membres de jury d'évaluation</b>	<b>Qualité</b>	<b>Garde</b>	<b>Affiliation</b>
<b>Dr. Samir CHADLI</b>	<b>Président</b>	<b>MAB</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>Dr. El Fahem SAKHER</b>	<b>Examineur</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ. Adrar</b>
<b>Dr. Mounir SAKMECHE</b>	<b>Encadreur</b>	<b>MCB</b>	<b>Univ. Adrar</b>

**Année Universitaire : 2019/2020**

## الملخص

في هذا العمل، نقدم دراسة حول وحدة توبييق، أكثر تحديد قسم معالجة الكيروسوزان بهدف الحصول على كمية منخفضة من الموصلية من جات أ1 بإضافة كمية من العنصر الكيميائي ستاديس 450. تتم معالجة الكيروسوزان عبر مراحل، متمثلة في فصل عناصر الدخيلة فيه إضافة إلى تحويله إلى جات أ1 قبل تخزينه من خلال إضافة ستاديس 450. تم حل مشكلة الحصول على كمية منخفضة من الموصلية المنخفضة من جات أ1 عن طريق مخطط إيشيكاوى، و أيضا بالنتائج المقدمة من مصفاة سبع. الكلمات المفتاحية: الكيروسوزان، جات، محلول كيميائي ستاديس 450، الموصلية، مخطط إيشيكاوى.

## Résumé

Dans ce travail, nous présentons une étude sur l'unité Topping plus précisément la section de traitement de kérosène U201 dont l'objectif est de L'obtention d'une faible conductivité du JET-A1 en ajoutant une grande quantité d'additif (STADIS 450)

Ce traitement est réalisé en deux; la première consiste à décrire les procédés de traitement du kérosène et la deuxième étape représente les procédés de démarrage de la section de traitement du kérosène, et tout cela pour convertir le kérosène en JET-A1. Avant de stocker le kérosène traité (JET-A1) en ajoutant le STADIS pour améliorer la conductivité.

Le problème de faible conductivité du JET-A1 a été résolu avec l'utilisation d'un outil s'appelle diagramme d'ISHIKAWA et les résultats de traitement du kérosène de la raffinerie de SBAA.

**Mots clés: Kérosène, JET-A1, STADDIS, Conductivité, diagramme ISHIKAWA.**

## ABSTRACT

In this work, we present a study on the topping unit more precisely the U201 kerosene treatment. Section, which aims to obtain a low conductivity of JET-A1 by adding a large amount of the additive (STADIS 450)

This treatment is carried out in stage represented in the description of the kerosene treatment process and the starting process of the kerosene treatment section and all this to convert kerosene into JET-A1. Before stock, treated kerosene (JET-A1) adds STADIS to improve conductivity.

This problem of obtaining low conductivity from JET-A1 was solved with the use of a tool called ISHIKAWA diagram and also by the results submitted by the SBAA refinery.

**Keywords: Kerosene, JET-A1, STADDIS, Conductivity, ISIKAWA diagram.**

# Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre Encadreur.

Dr. Mounir SAKMECHE Pour son grand soutien et ses conseils considérables, ainsi que tous les enseignants du département génie des procédés.

Nous remercions très sincèrement; les membres de jury d'avoir bien accepté de juger ce travail.

Nous voudrions exprimer nos remerciements aux Personnels de la raffinerie d'Adrar Mr. Abdelkader HAMRANI ingénieur de procès et Mlle.Houria technicien en laboratoire pendant toute la période de stage.

Nous adressons nos meilleurs et chaleureux remerciements à nos familles de leurs aides précieuses et constantes.

En fin un grand Merci à toute personne qui a contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

# Dédicace

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers,  
À MA CHÈRE MÈRE

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma  
considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon  
instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis  
mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.  
Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit  
de vos innombrables sacrifices. Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder  
santé, bonheur et longue vie.

À LA MÉMOIRE DE MON PÈRE

Ce travail est dédié à mon père, décédé qui m'a toujours poussé et motivé  
dans mes études.

J'espère que, du monde qui est sien maintenant, il apprécie cet humble geste  
comme preuve de reconnaissance de la part d'un fils qui a toujours prié pour  
le salut de son âme.

Puisse Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde.

Et à tout le reste de la famille, chers amis, a mes formateurs.

**MOHAMED**

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Ma très chère mère;

Mon très cher père;

Mes très chers frères et sœurs;

Toute ma famille;

À tous les enseignants;

À tous mes amis.

**SALEM**

# **SOMMAIR**

## Sommaire

---

<b>Liste des figures</b> .....	i
<b>Liste des tableaux</b> .....	ii
<b>Liste des abréviations</b> .....	iii
<b>Liste des nomenclatures</b> .....	iv
<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre I: Présentation de la raffinerie de SBAA</b>	
I.1 Introduction .....	3
I.2. Description de la société SONATRACH .....	3
I.3. Présentation de la raffinerie d'Adrar .....	4
I.4. Situation géographique .....	4
I.5. Identification des installations de la raffinerie SBAA .....	5
I.5.1. Capacité de la production annuelle .....	7
I.5.2. Charge (pétrole brut) .....	8
I.6. Principaux installations et équipements .....	8
I.6.1. Unité de traitement Topping CDU(U201) .....	8
I.6.2. Unité reforming catalytique (CRU-U202) .....	10
I.6.3. Unité craquage catalytique fluidifié (RFCC-U203) .....	10
I.6.4. Unité des utilités avec ses auxiliaires .....	11
I.7. Capacité de la production annuelle .....	12
I.7.1. Capacité théorique/produit .....	12
I.7.2. Capacité réelle de production/produit .....	12
I.8. Le stockage des produits .....	12
I.9. Les caractéristiques des équipements étudiés .....	13
I.9.1. Le bac de stockage du brut .....	13
I.9.2. La pompe de charge .....	14
I.9.3. L'échangeur E-201101/1, 2 .....	15
I.9.4. Le Four F-201 101.....	15
I.9.5. La colonne atmosphérique C-201 102 .....	16
I.9.6. Le bac de résidu .....	17
I.9.7. La sphère T-30107 .....	18
I.9.8. Le ballon D-201 201 .....	19
I.10. Conclusion .....	20

# Sommaire

---

## Chapitre II: Présentation de l'unité CDU Topping

II.1. Introduction .....	22
II.2. Section de distillation atmosphérique CDU.....	22
II.2.1. Préchauffage du brut .....	22
II.2.2. Chauffage du brut .....	24
II.2.3. Vapeur stripping .....	24
II.2.4. Colonne atmosphérique C-201102 .....	25
II.2.5. Les produits de soutirage.....	25
II.2.5.1. Le kérosène (1 <sup>st</sup> sideline) .....	25
II.2.5.2. Gasoil 1 <sup>er</sup> soutirage (2 <sup>nd</sup> sideline) .....	26
II.2.5.3. Gasoil 2 <sup>eme</sup> soutirage (3 <sup>rd</sup> sideline) .....	27
II.2.5.4. Résidu (BRA) .....	27
II.2.5.5. Le Reflux .....	27
II.2.5.1.1. 1 <sup>er</sup> Reflux atmosphérique moyen .....	27
II.2.5.2. 2 <sup>eme</sup> Reflux atmosphérique moyen .....	28
II.2.6. Stabilisation de la charge de l'unité gaz plant .....	28
II.2.6.1. Colonne stabilisatrice C- 201 201.....	29
II.2.6.2. Refroidissement du fond de la colonne .....	29
II.2.6.3. Traitement chimique des L.P.G .....	29
II.3. Gaz plant (Fractionnel section) .....	29
II.3.1. Dépropaniser C-201 202 .....	29
II.3.2. Déméthaniser C-201 203 .....	29
II.3.3. Dépentaniser C-201 204 .....	30
II.4. Conclusion .....	31

## Chapitre III: Méthodes de traitement du kérosène

III.1. Introduction .....	32
III.2. Généralité sur kérosène .....	32
III.2.1. Types du kérosène .....	32
III.2.2. Application Générale .....	33
III.2.3. Caractéristique du kérosène .....	33
III.3. Description du procédé de traitement de kérosène .....	34
III.4. Les étapes de traitement .....	35
III.4.1. Refroidissement du kérosène .....	35



## Sommaire

---

III.4.2. Traitement et coulage vers stock .....	35
III.4.3. Section de traitement de Kérosène .....	35
III.4.3.1. La tour D-201 125 .....	35
III.4.3.2. La tour D-201 108/1 .....	36
III.4.3.3. La tours D-201 108/2 .....	38
III.4.3.4. Le ballon de décantation D-201 126 .....	41
III.4.3.5. Séparateur-coalescer D-201 127 .....	41
III.4.3.6. La tours D-201 109/1-2 .....	42
III.4.3.7. Les filtres SR : 201 101/1.2 .....	42
III.5. Préparation du démarrage de la section de traitement de kérosène .....	43
III.5.1. Les opérations préliminaires .....	43
III.5.2. Inspection sur les équipements de la section de traitement du kérosène .....	43
III.5.2.1. Ballon coloration (amélioration de la couleur) D201125 .....	43
III.5.2.2. Ballons aux lits argileux D201109/1.2&D201108/1.2 .....	43
III.5.2.3. Ballon de séparation D201126 .....	44
III.5.2.4. Pompe P201125/1-2 .....	44
III.5.2.5. Les filtres SR201101/1.2.....	44
III.6. Le kérosène guérisseur (JET-A1) .....	44
III.7. Caractéristiques et spécifications de kérosène et de JET-A1 .....	45
III.7.1. Distillation ASTM .....	45
III.7.2. La masse volumique .....	46
III.7.3. Point d'éclair .....	46
III.7.4. Point de fumé .....	47
III.7.5. Point de congélation .....	47
III.7.6. Docteur test .....	48
III.7.7. La viscosité .....	49
III.7.8. La couleur .....	49
III.7.9. Teneur en gommes .....	49
III.8. Conclusion .....	50
<b>Chapitre IV: Suivi de la qualité du kérosène pour améliorer la conductivité de JET-A1</b>	
IV.1. Introduction .....	51
IV.2. Définir le problème .....	51
IV.3. Rechercher les causes .....	51

## Sommaire

---

IV.4. Déroulement de la recherche .....	53
IV.5. Proposition d'une solution .....	54
IV.6. Vérification de la solution proposé .....	57
IV.7. Conclusion .....	58
<b>Conclusion générale</b> .....	59
<b>Références bibliographiques</b> .....	60
<b>Annexe</b> .....	61

**LISTE  
DES FIGURES**

## Liste des figures

---

### Chapitre I: Présentation de la raffinerie de Sbaa

Figure I.1: Carte géographique SONATRACH en Algérie .....	3
Figure I.2: Raffinerie d'Adrar SBAA .....	4
Figure I.3: Situation géographique de la raffinerie d'ADRAR .....	5
Figure I.4: Schéma démonstratif de la raffinerie SBAA .....	6
Figure I.5: Organisation générale de la raffinerie SBAA .....	7
Figure I.6: L'unité Topping .....	9
Figure I.7: Section de destination atmosphérique .....	9
Figure I.8: Schéma générale d'une unité de craquage catalytique .....	11
Figure I.9: Section de refroidissement de l'eau U401 .....	12
Figure I.10: Section des bacs de stockage .....	13
Figure I.11: Bag de stockage .....	14
Figure I.12: La pompe P-30102/1,2 .....	14
Figure I.13: L'échangeur E-201101/1,2 .....	15
Figure I.14: Le four F-201101 .....	16
Figure I.15: Colonne atmosphérique .....	17
Figure I.16 : Bac de résidu .....	18
Figure I.17: La sphère T-30507.....	19
Figure I.18: Le ballon de reflux D-201201 .....	20

### Chapitre II: Présentation de l'unité CDU Topping

Figure I.1: L'unité CDU (TOPPING) .....	22
Figure II.2: Circuit de brut avant le four atmosphérique .....	24
Figure II.3: La zone de Production de vapeur stripping .....	25
Figure II.4: Circuit du procédé de distillation atmosphérique .....	28

### Chapitre III: Méthodes de traitement du kérosène

Figure III.1: Le kérosène .....	32
Figure III.2: Chauffage au kérosène .....	33
Figure III.3: Carburant d'avion .....	33
Figure III.4: Section de traitement du kérosène .....	35
Figure III.5: Ballon D-108/1-2 .....	41
Figure III.6: Schéma synoptique de la section de traitement du kérosène .....	42
Figure III.7: Méthode ASTM D 86 .....	46
Figure III.8: Densimètre DMA 4500 NORME : ASTM D 4052 .....	46

## Liste des figures

---

Figure III.9 : Méthode ASTM D 3828 .....	47
Figure III.10: Méthode ASTM D 1322 .....	47
Figure III.11: Méthode ASTM D 2386 .....	48
Figure III.12: Méthode ASTM D 4952 .....	48
Figure III.13: Viscosimètre type ASTM D 445 .....	49
Figure III.14: Docteur teste type ATSM D 4952 .....	49
Figure III.15: Méthode ASTM D 381 .....	50

### **Chapitre IV: Suivi de la qualité du kérosène pour améliorer la conductivité de JET-A1**

Figure IV.1: Diagramme d'ISHIKAWA .....	53
Figure IV.2: La conductivité en fonction de la température et de la concentration ..	55
Figure IV.3: Domaine expérimental .....	56

.

**LISTE  
DES TABLEAUX**

## Liste des tableaux

---

### Chapitre I: Présentation de la raffinerie de SBAA

Tableau I.1: Capacité de la production annuelle de la raffinerie .....	7
Tableau I.2 : Les principales spécifications du pétrole brut du bassin SBAA .....	8
Tableau I.3: Caractéristique de bac de stockage du brut T-30103 .....	13
Tableau I.4: Caractéristique de la pompe de charge P-30102/1,2 .....	14
Tableau I.5: Caractéristique de l'échangeur E-201102/2 .....	15
Tableau I.6: Caractéristique de bac de résidu .....	18
Tableau I.7 : Caractéristique de sphère T-30507 .....	19
Tableau I.8: Caractéristique de ballon de reflux D-201201 .....	20

### Chapitre III: Méthodes de traitement du kérosène

Tableau III.1: Spécifications du Kérosène (la charge) .....	33
Tableau III.2: Estimation de la durée de régénération du lit catalytique .....	36
Tableau III.3: Comparaison entre le kérosène et JET-A1 .....	44

### Chapitre IV: Suivi de la qualité du kérosène pour améliorer la conductivité de JET-A1

Tableau IV.1: Les coefficients d'importance des causes donnés pour chaque opérateur.....	54
Tableau IV.2: Les facteurs de recherche .....	54
Tableau IV.3 : Plan d'expérience .....	55
Tableau IV.4: Les coefficients moyens .....	55
Tableau I.5: Suivi de la concentration d'additif au cours du mois Février et Mars .....	56
Tableau IV.6: Suivi de la concentration d'additif au cours du mois Mai et Juin .....	57

**LISTE  
DES ABRÉVIATIONS**



## Liste des abréviations

---

**BRA** : Brut Réduit Atmosphérique

**BTS**:Basse Teneur en Soufre

**CDU**: Unité de distillation atmosphérique

**CRU**: Unité reforming catalytique

**JET** : Carburant pour aviation (kérosène)

**GPL**: Gaz de Pétrole Liquéfié

**RAD** : Raffinerie d'ADRAR

**RFCC**: Unité Craquage Catalytique Fluidifié

**SONATRACH**: Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures

**LISTE  
DES NOMENCLATURES**

## Liste des nomenclatures

---

**C-201202:** Colonne stabilisatrice  
**C-202202 :** Fond colonned'évaporation  
**D-123:** Réservoir de préparation alcaline  
**D-201 104:** Ballon de séparation  
**D201109/1.2 &D201108/1.2:** Ballons aux lits argileux  
**D-201126:** Ballon de décantation  
**D-201127:** Séparateur coalesce  
**D-201202:** Ballon de reflux  
**E 201101/1, 2:** Echangeurs  
**E-201119:** Condenseur à eau  
**E-122 :** Condenseur de vapeur  
**F-201 101:** Four  
**JET-A1:** Carburant pour aviation (kérosène)  
**JH-01-GX:** Grain d'argile hautement activée  
**P-30102/1, 2:** Pompe de charge  
**RA-01:** Sorte d'adsorbant acide  
**RSH :** Mercaptan  
**SR 201101 / 1.2:** Filtres  
**STADIS 450:** Statice Dissipateur Additive  
**TR0:** kérosène utilisé pour l'aviation militaire  
**T-30103/1, 2, 3:** Bac de stockage  
**T-30507:** Sphère  
**U201:** L'unité principale de distillation atmosphérique  
**U401/402:** Unité d'exploitation d'eau de refroidissement et d'eau usée  
**U404:** Unité de réception eau brute  
**U501:** Unité de distribution d'énergie électrique  
**U601 Chaudière :** Unité de production de vapeur  
**U601 Turbine :** Unité de production d'énergie électrique  
**U602:** Unité de traitement des eaux  
**U603:** Unité de production d'air comprimé

**INTRODUCTION**

**GÉNÉRALE**

## Introduction générale

---

Après l'Indépendance en 1962, l'Algérie a suivi une stratégie pétrolière basée sur la production des dérivés essentiels du pétrole selon l'évolution économique de ce la elle a crée une entreprise pétrolière.

SONATRACK est une entreprise pétrolière et gazière algérienne crée le 31 décembre 1963, c'est un atout majeur de l'industrie pétrolière surnommé la major africaine.

SONATRACK est classé la première entreprise d'Afrique dans l'Aval SONATRACK à six raffineries actives sur le territoire et deux complexes pétrochimiques, quatre complexe complexes Liquéfaction GNL et deux complexes séparations GPL.

L'Algérie tire 98% de l'exploitation et le reste est vendu comme des hydrocarbures. Le gaz et le pétrole sont les principales sources de financement de l'économie Algérien.

Ainsi la politique d'exploitation des hydrocarbures en Algérie, est orientée dans le sens de valoriser, les dérivés du gaz naturel et le produit finie de brut tel que le kérosène et GPL, qui ont constitué ces dernières années les importantes sources de revenus en devises pour le pays.

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations, visant à tirer le maximum de produits pétroliers à haute valeur commerciale selon l'objectif visé.

En général, ces procédés sont trouvés dans les raffineries. Une raffinerie est un endroit où l'on traite le pétrole pour extraire les fractions commercialisables comme la raffinerie de Sbaa.

La raffinerie de SBAA produit beaucoup des produits finis. Dans notre travail nous avons focalisé le kérosène.

Le kérosène est un carburant utilisé dans l'aviation pour alimenter les turboréacteurs et les turbopropulseurs.

Le kérosène porte également le nom de jet fuel ou de carburéacteur. Sa viscosité est plus importante que celles du fioul et de l'essence, mais il lubrifie mieux les pièces mécaniques.

La raffinerie d'ADRAR traite le kérosène à partir de plusieurs opérations pour avoir le JET-A1.

Ce dernier est un carburant de type kérosène convenant à la plupart des aéronefs à réacteurs. Ce carburant est utilisé pour les turboréacteurs et turbopropulseur. Il est également utilisé en aviation générale pour les avions à moteur diesel.

Le sujet de notre projet de fin d'étude s'inscrit dans ce thématique. Le travail est divisé en deux parties premier sur la section de traitement de kérosène et les opérations préliminaires avant la mise en service de la section, dans un deuxième sur l'optimisation

## **Introduction générale**

---

de l'additif pour améliorer la conductivité du JET A1 c.-à-d obtenir une conductivité comprise entre 150 et 400 Ps/m en injectant une faible quantité d'additif.

Notre travail est subdivisé en quatre chapitre :

Le premier chapitre de ce mémoire est concerné sur la présentation de la raffinerie de SBAA.

Dans le deuxième chapitre nous avons présente de l'unité CDU TOPPING.

Une étude théorique sur la section de traitement du kérosène ferre l'objet du troisième chapitre.

Le quatrième chapitre est concerné de suivi de la qualité du kérosène pour améliorer la conductivité de JET-A1.

Enfin, nous terminons ce modeste travail par une conclusion générale est une annexe contient ce sujet de mémoire.

**CHAPITRE I**  
**PRÉSENTATION**  
**DE LA RAFFINERIE DE SBAA**

**I.1.Introduction**

L'industrie pétrolière consiste en majeure partie à l'opération de raffinage, qui désigne l'ensemble des traitements et transformation visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale, selon l'objectif visé.

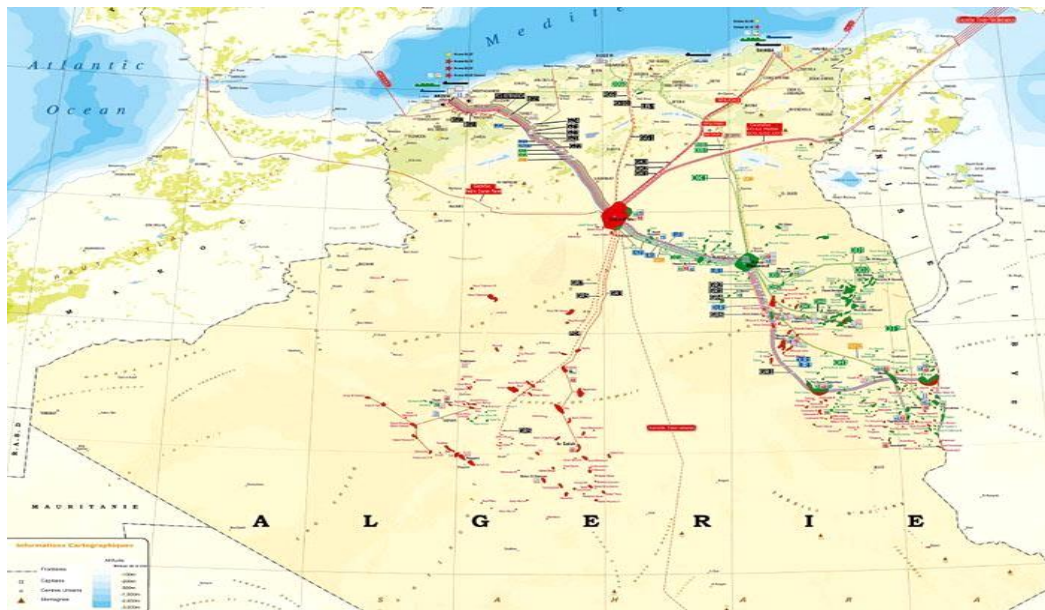
En général, ces procédés sont réunis dans une raffinerie qui est l'endroit où l'on traite le pétrole pour extraire les fractions commercialisables.

Dans ce chapitre on fait la description de raffinerie de SBAA.

**I.2. Description de la société SONATRACH**

SONATRACH est la première entreprise du continent africain fondée en 1963. Elle est classée la 12<sup>ème</sup> parmi les compagnies pétrolières mondiales.

Pour la maîtrise des installations, la SONATRACH bénéficie du retour d'expérience de ses 50 ans d'exploitation et de la maintenance d'installations d'hydrocarbures, ainsi que de l'expérience acquise sur les sites de raffinage de pétrole et de compétence de ses équipes techniques, qu'elle peut diligenter à tout moment en cas de nécessité. [1]



**Figure I.1:** Carte géographique SONATRACH en Algérie.



### I.3. Présentation de la raffinerie d'ADRAR

La raffinerie de SBAA (W. Adrar) est implantée, sur une surface totale de 84 hectares dont 37 hectares seront occupés par le procès (soit un rectangle d'une longueur de 740m et une largeur 500m). Elle est sise sur la commune de SBAA, à quelques 44 km au Nord de la ville d'Adrar. Les coordonnées sont: longitude 00° 11'Ouest, latitude 27° 49'Nord.

Le site du projet est situé en plein désert du Gebi, à quelques 900 m d'une zone agricole rattachée au village de SBAA, situé à l'Ouest du site. Hormis cette zone agricole, le paysage est un no man's land, dépourvu de toute végétation, d'habitations ou d'activités.

Les conditions physiques témoignent de cette situation : pluviométrie 16mm/an, humidité moyenne annuelle 24,5%, température moyenne annuelle 28,6%, etc. [1]

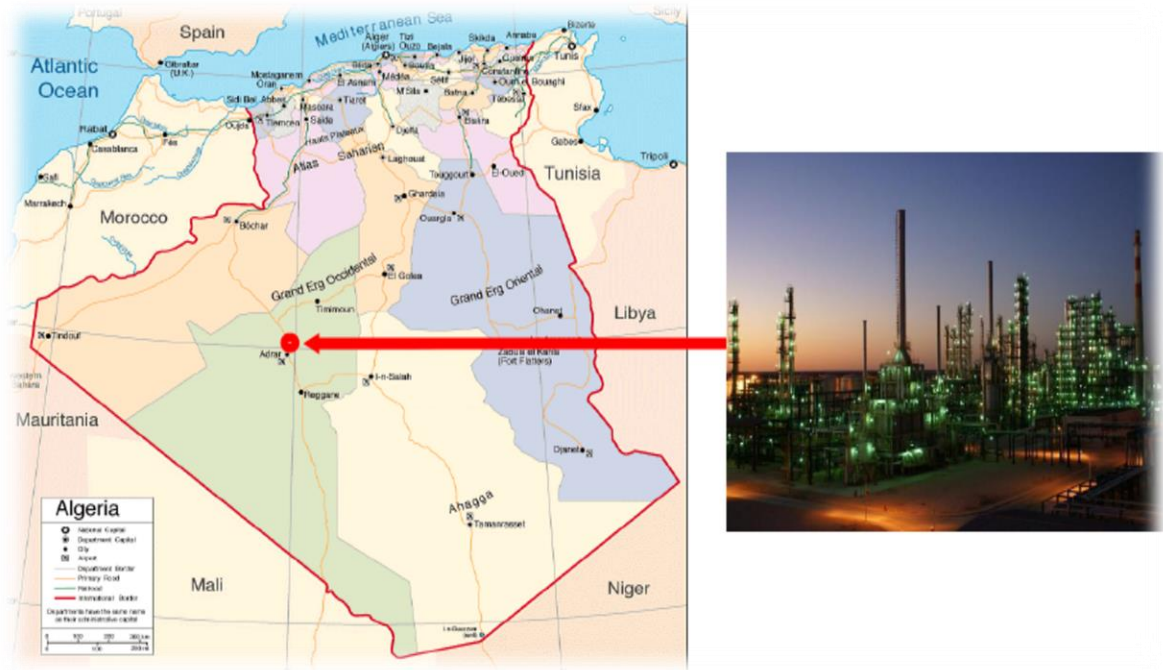


Figure I.2: Raffinerie d'Adrar SBAA.

### I.4. Situation géographique

La raffinerie d'Adrar est située sur le territoire de la commune de Sbaa à 40Km au Nord de la wilaya d'Adrar. Elle est limitée: [1]

- Au Nord : par la daïra de Tsabit.
- Au Sud : par la commune de Gourara.
- A l'Ouest : par la commune de Sbaa.
- A l'Est : par un terrain non urbanisé.



**Figure I.3:** Situation géographique de la raffinerie d'ADRAR.

### I.5. Identification des installations de la raffinerie SBAA

Le projet de la raffinerie SBAA d'Adrar; est construit en 2006, il se compose de 6 aires spécialisées comportant les unités suivantes :

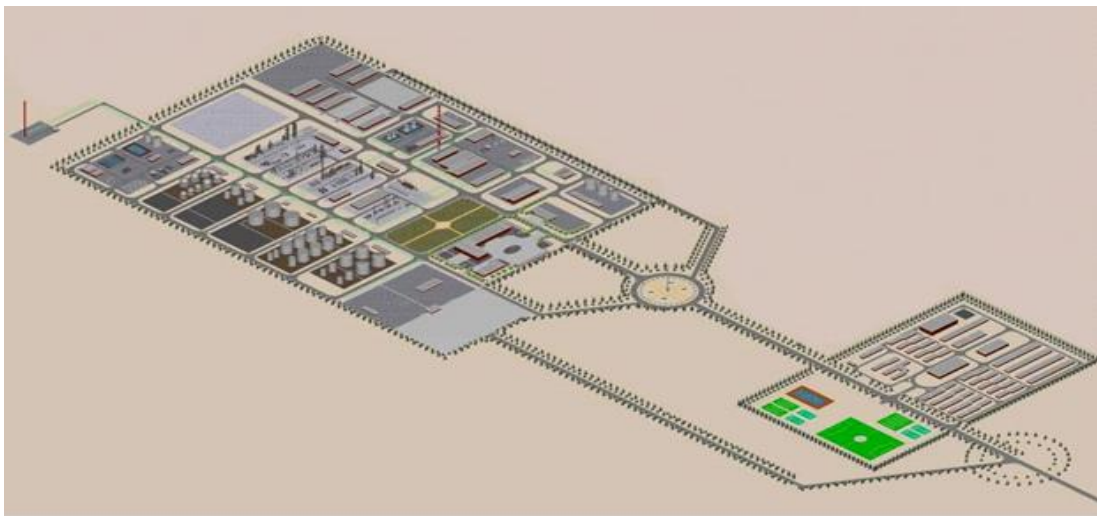
- Unité de procès.
- Unité de stockage des produits finis.
- Unité des utilités et auxiliaires.
- Routes interrois.
- Administration.
- Base de vie. [2]

La Raffinerie dont la capacité nominale, de traitement est de douze mille cinq cent (12 500) barils jour soit six cent mille (600 000) Tonnes/an environ de pétrole brut, provenant des gisements situés dans la cuvette de Sbaa, Hassi Ilatou, Dechiera, OTRA.

Cette raffinerie est située à Sbaa dans la wilaya d'Adrar. La superficie de la raffinerie est de 37 hectares (soit un rectangle d'une longueur de 740m et une largeur 500m).

Elle se compose des unités de production, des utilités; d'une zone de stockage, d'une zone d'expédition, d'un centre enfûter de propane et de butane, de bâtiments techniques et administratifs, ainsi que d'une base de vie.ces unités sont détaillées ci-dessous :

- Une unité de distillation atmosphérique de brute.
- Une unité de reformage catalytique de naphta.
- Une unité de craquage catalytique de résidu atmosphérique (RFCC).
- Une unité de séparation des GPL.
- Une salle de contrôle principale.
- Des bacs de stockage de produit pétroliers.
- Unités des utilités avec ses auxiliaires.
- Unité de laboratoire. [2]



**Figure I.4:** Schéma démonstratif des installations de la raffinerie SBAA.

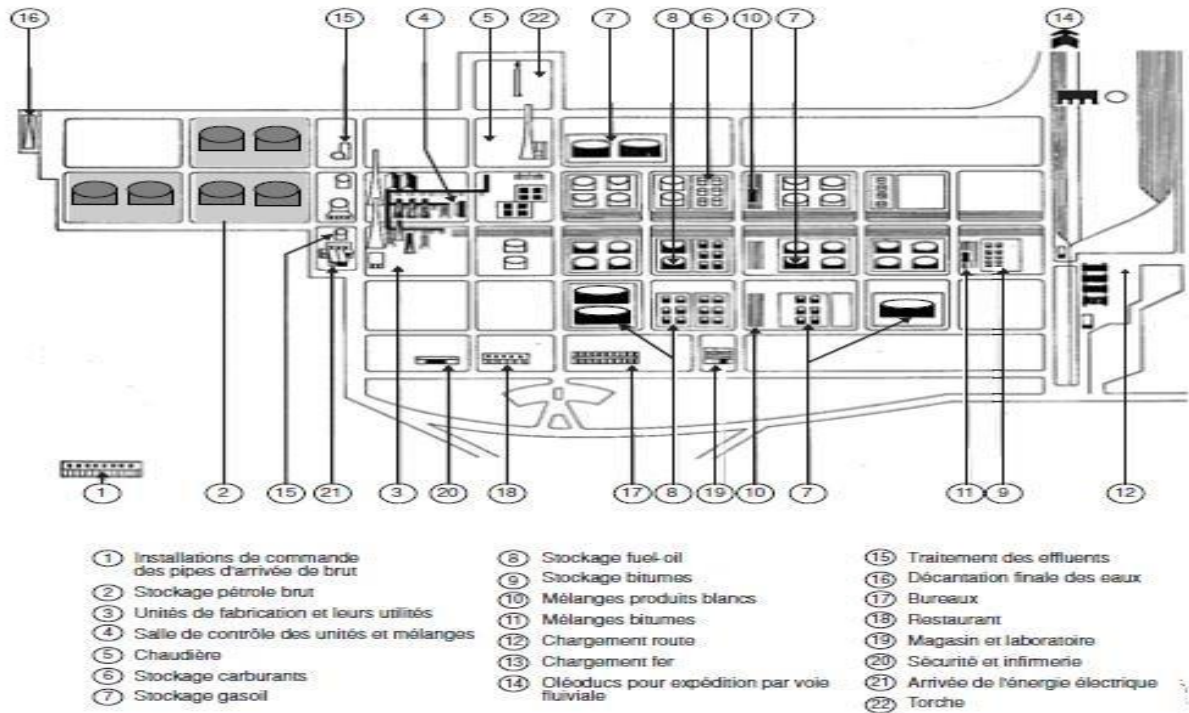


Figure I.5: Organisation générale de la raffinerie SBAA.

**I.5.1. Capacité de la production annuelle**

La capacité annuelle de traitement de la raffinerie de Sbaa, est de 600 000 Tonnes environ de pétrole brut pendant une période de 330 jours en continu (par jour de vingt-quatre (24) heures). Le brut aspiré à partir des bacs de stockage, l'usine le transforme en produits sous diverses formes qualité comme il est mentionné dans le tableau si-dissous [2]

Tableau I.1: Capacité de la production annuelle de la raffinerie.

Quantités (Tonnes/An)	Produits
20 500	Propane
32 500	Butane
10 000	Essence super
208 300	Essence normal
30 000	Kérosène (JET-A1)
238 400	Gasoil
13 000	Fuel oil

**I.5.2. Charge (pétrole brut)**

Le pétrole est stocké dans 03 réservoir a toit flottant, d'une capacité nominale de 6000 m<sup>3</sup>/bac correspondant à une autonomie d'exploitation de sept (07) jours environ. Ces bacs sont équipés de tous les accessoires et systèmes de régulation, de commande et des sécurités.

La capacité nominale de traitement est (12 500) barils/jour de pétrole brut des gisements situés dans la couverture de sbaa, hassii latou dechiera, OTRA. Le brut de différents gisements (sbaa,dechiera, Hassiilatou, et OTRA) peut être classé dans la catégorie des pétroles mixtes. C'est un brut léger de densité 0.834 g/l à 20°C, et ce pétrole brut est une sorte de faible teneur en soufre. Ces principales spécifications sont : [2]

**Tableau I.2** : Les principales spécifications du pétrole brut du bassin SBAA.

<b>Caractéristiques</b>	<b>Spécification</b>
Densité à 20°C	0.834 g/l
teneur en NaCl	8 mg/l
teneur en soufre	0.14mg/l
Acidité	0.04 mgKOH/g

**I.6. Principaux installations et équipements****I.6.1. Unité de traitement Topping CDU(U201)**

L'unité principale de distillation atmosphérique (U201) est constituée des sections suivantes;

- Section de distillation atmosphérique.
- Section de stabilisation de naphte.
- Section de séparation des GPL et séchage de butane.
- Section de purification/traitement du kérosène pour la production du JET-A1. [1]



Figure I.6: L'unité CDU Topping

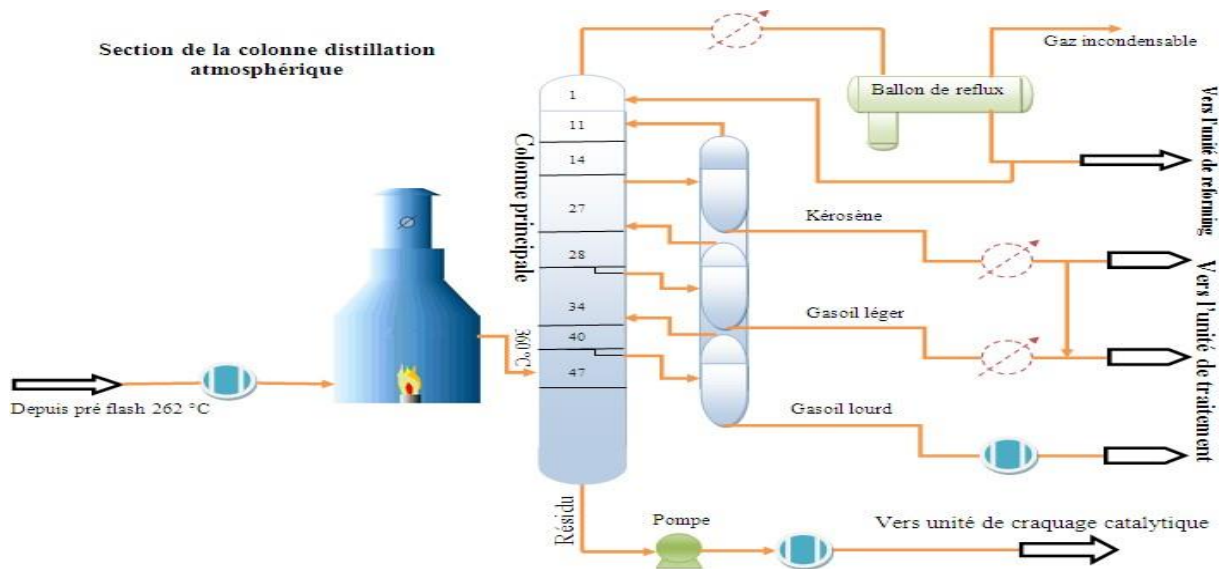


Figure I.7: Section de distillation atmosphérique.

**I.6.2. Unité reforming catalytique (CRU-U202)**

L'unité reforming catalytique est conçue, pour traiter la charge naphta produite par l'unité distillation atmosphérique. Les produits de l'unité sont essentiellement:

- Du carburant sans plomb à haut indice d'octane: NO=96 dénommé couramment essence super sansplomb.
- Des L.P.G
- Du naphta léger (lightnaphta).
- Naphta raffine (refend oil) : fond de C-202 202 (fond colonned'évaporation).
- Des gaz incondensables (combustible pour fours de l'unité) et de l'hydrogène (pour réactions duprocès).[1]

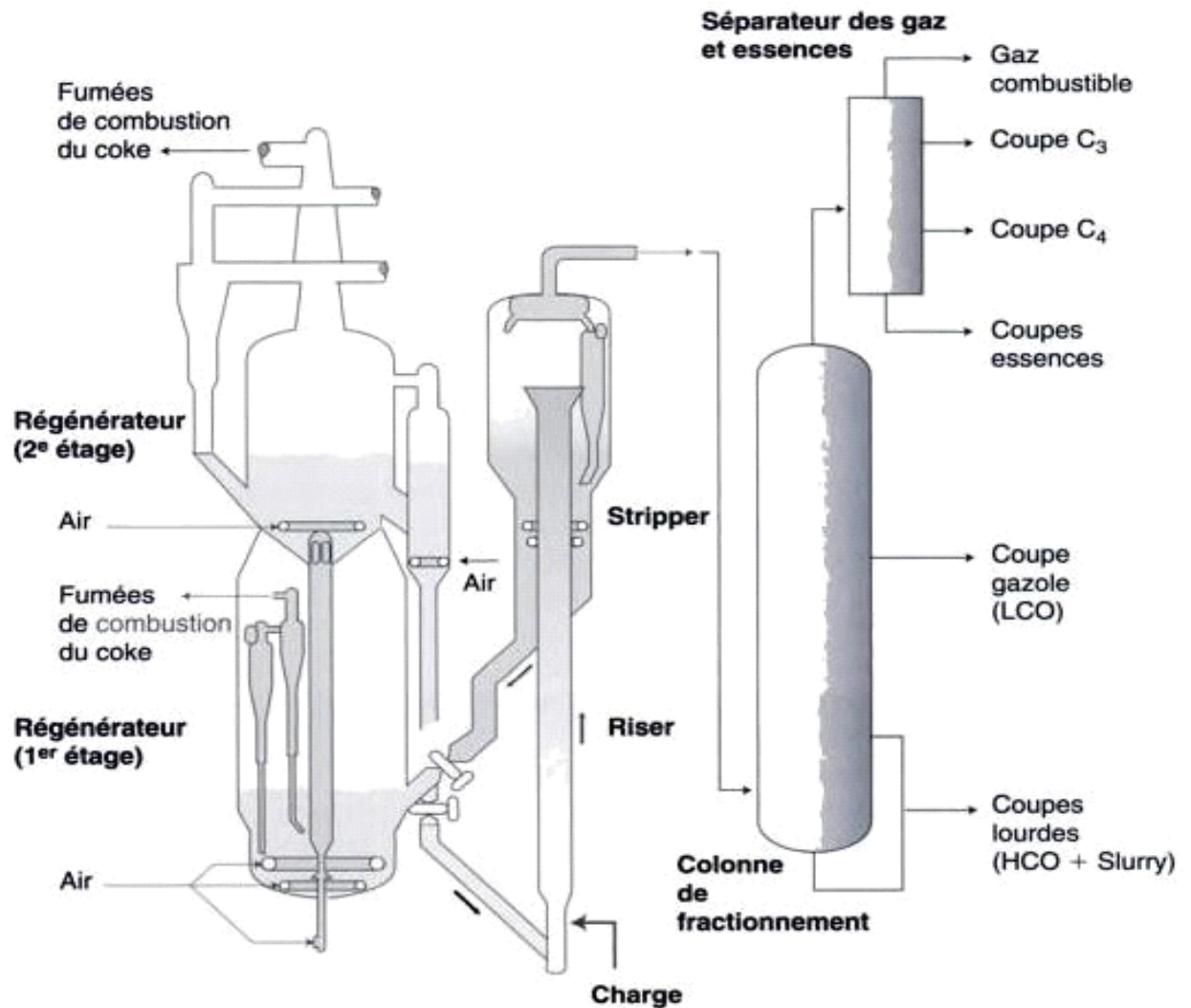
**I.6.3. Unité craquage catalytique fluidifié (RFCC-U203)**

L'unité craquage catalytique est la 3ème unité de production de la raffinerie et, elle traite le résidu atmosphérique, sa capacité est de 300 000 tonnes par an, ses produits sont :

- Une essence normale d'indice d'octane compris entre 89 et90.
- Un gasoil appelé couramment LCO caractérisé par son faible indice decétane.
- Une coupe lourde plus dense que le gasoil et appelée couramment HCO.
- Les G.P.L et les gaz incondensables.

L'unité de RFCC renferme plusieurs sections dont deux sections principales :

- Sectionréaction-régénération.
- Section de fractionnement (colonne de fractionnement). [1]



**Figure I.8:** Schéma générale d'une unité de craquage catalytique.

#### I.6.4. Unité des utilités avec ses auxiliaires

Les utilités sont composées des unités suivantes ;

- Unité de réception eau brute **U404**.
- Unité de traitement des eaux **U602**
- Unité de production de vapeur **U601** Chaudière.
- Unité de production d'énergie électrique **U601** Turbine.
- Unité de distribution d'énergie électrique **U501**.
- Unité de production d'air comprimé **U603**.
- Unité d'exploitation d'eau de refroidissement **U401** et eau usée **U402**. [1]





**Figure I.9:** Section de refroidissement de l'eau U401.

## **I.7. Capacité de la production annuelle**

### **I.7.1. Capacité théorique/produit**

- CDU (U201) :  $60 \times 10^4$  tonnes/an.
- CRU (U202) :  $10 \times 10^4$  tonnes/an.
- RFCC (U203) :  $30 \times 10^4$  tonnes/an. [3]

### **I.7.2. Capacité réelle de production/produit**

- CDU(U201) :  $48 \times 10^4$  tonnes/an.
- CRU(U202) :  $10 \times 10^4$  tonnes/an.
- RFCC(U203) :  $24 \times 10^4$  tonnes /an. [3]

## **I.8 Le stockage des produits**

- Trois bacs (toit flottante) de stockage du brut la capacité de chacun est de  $6000 \text{ m}^3$ .
- Un bac pour le stockage de naphta (charge de démarrage)  $1000 \text{ m}^3$ .
- Trois bacs pour le naphta (charge de reforming)  $1000 \text{ m}^3$ .
- Six bacs pour l'essence normale 90 avec une capacité de  $3000 \text{ m}^3$  pour chacun.
- Un bac d'essence super 96 de  $500 \text{ m}^3$ .
- Deux bacs de  $500 \text{ m}^3$  d'essence non conforme.
- Quatre bacs de gasoil,
- Quatre bacs pour le kérosène de  $500 \text{ m}^3$ .
- Deux bacs de diesel non conforme de  $4000 \text{ m}^3$ , capacité de chacun  $500 \text{ m}^3$ .

- Trois bacs de 3000 m<sup>3</sup> pour le fuel (charge de RFCC).
- Quatre bacs de 300 m<sup>3</sup> pour le fuel (alimentation de chaudière).
- Deux sphères de capacité de 1000 m<sup>3</sup> de propane.
- Trois sphères de 1000 m<sup>3</sup> pour butane.
- Deux sphères de 400 m<sup>3</sup> pour LPG (charge).
- Une sphère de 400 m<sup>3</sup> pour LPG non conforme. [3]



Figure I.10: Section des bacs de stockage.

## I.9. Les caractéristiques des équipements étudiés

### I.9.1. Le bac de stockage du brut

Les bacs de stockage de pétrole brut sont situés dans un bassin, de rétention en béton d'une hauteur minimale de 2m. Les caractéristiques principales du bac étudié **T-30103** sont présentées dans le tableau ci-dessous. [2]

Tableau I.3: Caractéristique de bac de stockage.

T- 30103	
Type de bac	Bac de stockage à toit flottant
Substance	Brut stabilise
T (c°)	T° ambiant
Pression (bar)	Atmosphérique
Volume (m <sup>3</sup> )	6000
Densité (kg/m <sup>3</sup> )	0,83
Diamètre (m)	23
Hauteur (m)	15,850
Poids à vide Kg	164,550



**Figure I.11:** Bac de stockage.

### I.9.2. La pompe de charge

Le pétrole brut est aspiré à partir du bac de stockage **T-30103/1,2,3** par la pompe de charge **P-30102/1,2** et refoulé à travers une batterie d'échangeurs constituant le train de préchauffe, les caractéristiques principales de pompe étudiée **P-30102/2** sont présentées dans le tableau ci-dessous. [2]

**Tableau I.4:** Caractéristique de la pompe.

P-30102/1,2	
Type de pompe	Pompe centrifuge
Substance	Pétrole Brut
T (c°)	T° ambiant
Number de tours	2980 r/min
Débit	6000
Alimentation	380/660 V
IP (Indices de Protection)	55



**Figure I.12:** La pompe P-30102/1,2

### I.9.3. L'échangeur E-201101/1, 2

Le brut passe à travers l'échangeurs **E-201102 /1,2** situés sur deux tronçons parallèles ou il est chauffé par les vapeurs de tête des colonnes atmosphérique **C-201102**.le brut entre l'échangeur par la température ambiante (20-35 °C), après l'échange thermique, le brut retrouve la ligne principale à la température de 91°C. Les caractéristiques principales de l'échangeur étudiée **E-201102/2** sont reprises dans le tableau ci-dessous. [2]

**Tableau I.5:** Caractéristique de l'échangeur.

E-201102/2		
Coté	Tubes	Calendre
Fluide	Pétrole brut	Naphta
Pression max de service Mpa	2,34	0,23
Pression de calculé	2,6	0,35
Température de calcule °C	110	150
Traitement thermique	Oui	Oui
Epaisseur mm	3	3
Poids à vide Kg	7862	
Date essai	04/2005	



**Figure I.13:** L'échangeur E-201101/1,2

### I.9.4. Le Four F-201101

Le chauffage du brut se fait au niveau du four atmosphérique **F-201101** qui est un four cylindrique vertical. A la sortie de **E-201114**, le brut a une température de 262 °C, il entre par deux passes au niveau de la zone de convection du four **F-201101**, puis traverse la zone de radiation où se fait l'essentiel du transfert thermique a la sortie du four, le brut a une température de 360 °C. [2]



**Figure I.14:** Le Fourre F-201101

### **I.9.5. La colonne atmosphérique C-201-102**

Le brut entre dans la colonne atmosphérique par la zone de flash, au niveau du plateau 47. Les fractions légères migrent vers la zone de rectification tandis que le brut réduit tombe au niveau de la zone d'épuisement au fond de la colonne.



**Figure I.15:** Colonne atmosphérique.

### **I.9.6. Le bac de résidu**

Le brut résidu au fond de la colonne atmosphérique, est aspire par la pompe **P-201111** /**1.2** et refoule a travers une série des échangeurs, pour le chauffage du brut. À la sortie de **E-201106**, une partie du résidu alimente directement l'unité de craquage Catalytique (comme charge), tandis que l'autre partie passe à travers le condenseur à eau **E-201120** et expédiée vers le bac de stockage. Les caractéristiques principales du bac étudié **T-30403** sont reprises dans le tableau ci-dessous. [2]

**Tableau I.6:** Caractéristique du bac de résidu.

<b>T- 30403</b>	
Type de bac	Bac de stockage à toit fixe
Substance	BRA (brut résidu atmosphérique)
T (c°)	T° ambiant
Pression (bar)	Atmosphérique
Volume (m <sup>3</sup> )	3000
Densité (kg/m <sup>3</sup> )	0,7
Diamètre (m)	17
Hauteur (m)	15,850
Poids à vide Kg	75,800

**Figure I.16:** Bac de résidu.

### I.9.7. La sphère T-30507

La section Gaz Plant (fractionnel section) de l'unité de distillation atmosphérique produit le butane et le propane commerciaux. Le butane est stocké dans 03 sphères de capacité de : 1000 m<sup>3</sup> à chacune, l'un de ses sphère est **T-30507**. Les caractéristiques principales de sphère étudié **T-30507** sont reprises dans le tableau ci-dessous. [2]

Tableau I.7: Caractéristique de sphère.

T- 30507	
Type de bac	Sphère
Substance	Butane commercial
Température max de service (°C)	Température normale ° ambiante
Pression max de service (bar)	19,3
Volume (m <sup>3</sup> )	1000
Poids à vide Kg	180000
Date essai	2005



Figure I.17: La Sphère T-30507

### I.9.8. Le ballon D-201 201

Les vapeurs de tête de la colonne **C-201201**(colonne stabilisatrice) sont condensées au niveau du condenseur **E-201203** et recueillies dans le ballon de reflux **D-201201**.

Les caractéristiques principales de ballon étudié **D-201201** sont reprises dans le tableau ci-dessous. [2]



Tableau I.8: Caractéristique de ballon.

D- 201201	
Équipement	Ballon de décantation
Substance	LPG
T (c°)	T° ambiante
Pression Mpa	1,45
Volume (m <sup>3</sup> )	17,2
Poids à vide Kg	5868



Figure I.18: Ballon de reflux D-201201

## I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la situation géographique de la raffinerie SBAA avec ces unités.

Le pétrole est un matériau essentiel qui contient de nombreux produits chimiques importants pour les industries. Après avoir été extrait et transféré aux raffineries, il est passé premièrement vers l'unité CDU (Topping ou distillation atmosphérique) est traités dans les dessaleurs et les colonnes atmosphérique qui donnent les produits suivants: naphta, kérosène, gasoil et BRA.

Ces produits sont transférés vers le stockage et vers les autres unités pour le traitement, sauf le BRA qui est transféré comme une charge de l'unité RFCC qui traite ce dernier à des sections (réaction, fraction, traitement) avec l'utilisation de catalyseurs spéciaux pour extraire tous

les produit possible puis transféré vers les stockage dernièrement la commercialisation et de l'exploitation directe et aussi, le contrôle de température et la pression sont important dans tous les traitements de pétrole en générales.

Dans le chapitre suivant, on présentera l'unité CDU (TOPPING) plus précisément la section de destination atmosphérique.

**CHAPITRE II**  
**PRÉSENTATION DE L'UNITÉ**  
**CDU TOPPING**

## II.1. Introduction

L'unité Topping est l'unité mère de la raffinerie, elle est la première unité qui reçoit le pétrole brut après le stockage, leur rôle principal est de réaliser le fractionnement du pétrole brut en différents produits. Elle est conçue pour traiter 600 000 tonnes de brut par an (sa capacité limite est de 700 000 tonnes par an tandis que sa capacité minimale est de 420 000 tonnes par an). Elle occupe une surface majoritaire de la raffinerie. [3]

L'unité Topping est constituée des sections suivantes :

- Section de distillation atmosphérique;
- Section de stabilisation de naphta;
- Section de séparation des GPL et séchage de butane;
- Section de purification/traitement du kérosène pour la production du JET-A1.



Figure II.1: L'unité CDU (TOPPING).

## II.2. Section de distillation atmosphérique CDU

### II.2.1. Préchauffage du brut

Le brut est aspiré à partir du bac de stockage, par la pompe de charge et refoulé à travers une batterie d'échangeurs constituant le train de préchauffage.

En premier lieu, le brut passe à travers 04 échangeurs situés sur 04 tronçons parallèles : **E-201101 /1.2** et **E-201102/1.2** où il est chauffé respectivement par les produits de tête des colonnes de pré flash et atmosphérique (**C-201101** et **C-201102**). [4]

Après l'échange thermique, le brut traverse la ligne principale à la température de 91°C. Le préchauffage du brut continue à travers les échangeurs, **E-201103** (brut-kérosène), **E-201104** (brut gasoil : 1<sup>er</sup> soutirage (first sideline), **E-201105** (brut-1<sup>er</sup> reflux atmosphérique : first medium line) à la sortie de cet échangeur le brut a une température de 126 °C. [4]

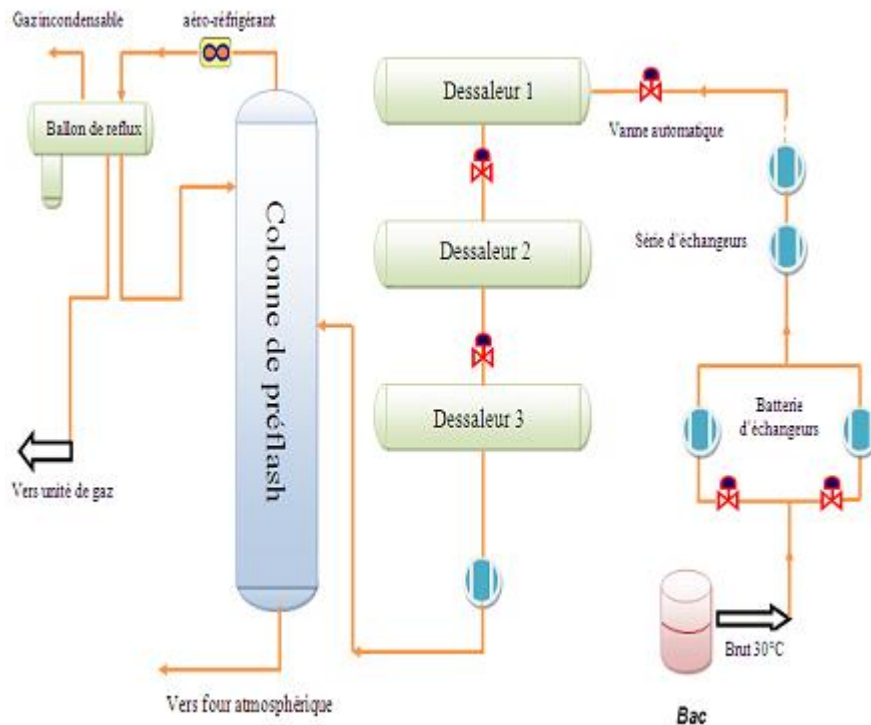
À cette température, le brut subit à l'opération de dessalement électrique dans trois dessaleurs placés en série (**D-201101/1.2.3**). Après le dessalement, le préchauffage du brut se poursuit à travers une autre série d'échangeurs :

- **E-201106/1.2** (brut-résidu);
- **E-201107** (brut- gasoil : 1<sup>er</sup> soutirage (2<sup>nd</sup>sideline));
- **E- 201108** (brut-gasoil : 2<sup>eme</sup> soutirage (3<sup>rd</sup>sideline));
- **E-201109/ 1.2** (brut-1<sup>er</sup> reflux atmosphérique (first medium line));
- **E-201110/1.2** (brut- résidu);
- **E-201111/1.2** (brut-2<sup>eme</sup> reflux atmosphérique (2<sup>nd</sup> medium line));
- **E-201112/1.2** (brut-résidu);
- **E-201113** (brut-gasoil: 2<sup>eme</sup>soutirage (3<sup>rd</sup>sideline));

À la sortie, le brut a une température de 242 °C. À cette température, le brut entre dans la colonne de préflash **C-201101** au niveau du plateau 21, celui-ci étant partiellement vaporisé, les vapeurs migrent vers la tête de la colonne alors que la partie liquide tombe au fond. [4]

Après le transfert thermique avec les échangeurs **E-201101/1.2**, les vapeurs sont refroidies dans les aéroréfrigérants: **A-201101/1.2** et les condenseurs: **E-201124 /1.2**. Le mélange biphasique (liquide + gaz) est récupéré dans le ballon de reflux **D-201102** où règne une pression de 0.25 Mpa et une température de 40 °C.

Le maintien de la pression dans le ballon, est assuré grâce à la régulation de la vanne automatique de dégazage, celle-ci en cas de surpression évacue les gaz incondensables vers le ballon de séparation **D-201104** d'où ils sont envoyés vers le four **F-201101**. Une partie du liquide de **D-201102** est refoulée par la pompe **P-201102 /1.2** vers la tête de la colonne **C-201 101** (reflux de tête), tandis que l'autre partie est refoulée par la **P-201103 / 1.2** comme charge de la colonne stabilisatrice **C-201202**. [3]



**Figure II.2:** Circuit de brut avant le four atmosphérique.

Le brut flashé du fond de la colonne **C-201101**, est aspiré par la **P- 201104 /1.2** et est refoulé à travers les échangeurs **E-201123** (brut- 2<sup>ème</sup> reflux atmosphérique (2<sup>nd</sup> medium line)) et **E-201114** (brut-résidu) vers le four **F-201101**. [3]

### II.2.2. Chauffage du brut

Le chauffage du brut se fait au niveau du four atmosphérique **F-201101** : qui est un four cylindrique vertical. À la sortie de **E-201114**, le brut a une température de 262 °C, il entre par deux passes au niveau de la zone de convection du four **F-201101**, puis traverse la zone de radiation. À la sortie du four, le brut a une température de 360 °C. [2]

### II.2.3. Vapeur stripping

La zone de convection du four **F-201101** est utilisée pour produire de la vapeur stripping.

En effet la vapeur basse pression est chauffée jusqu'à obtenir une vapeur surchauffée à une température de 400 °C et une pression de 0,3 Mpa. La vapeur stripping est injectée au fond de la colonne atmosphérique **C-201102** et au niveau du stripper **C-201103**. [5]

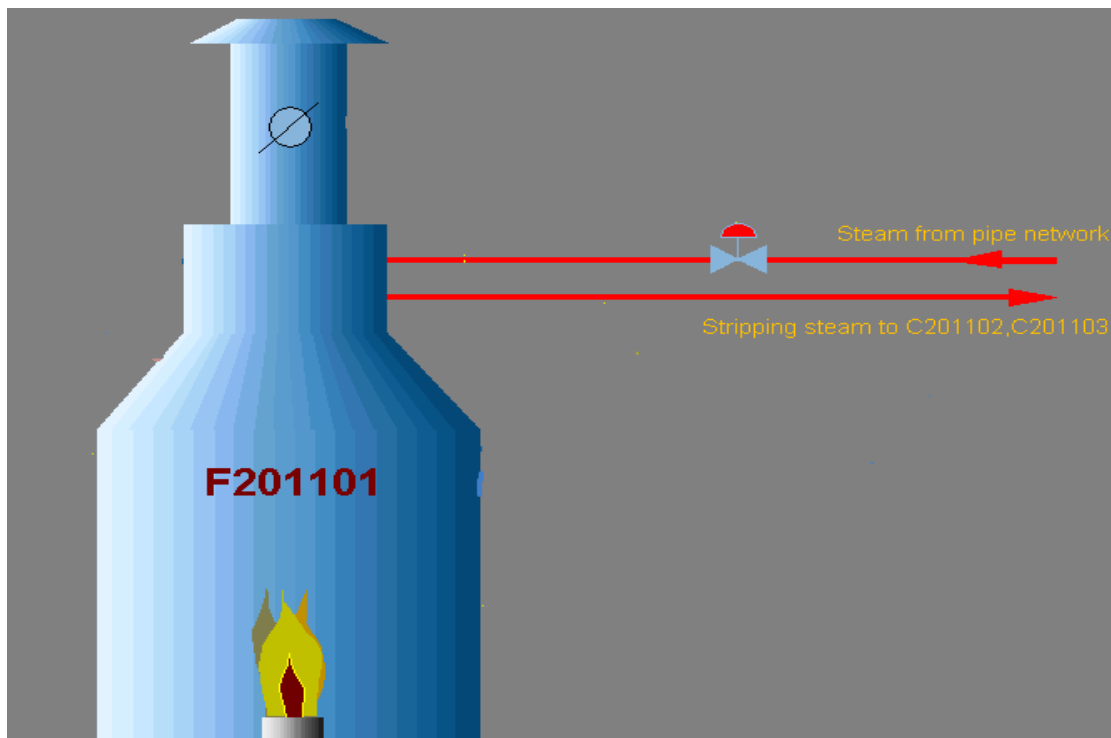


Figure II.3: La zone de vapeur stripping.

#### II.2.4. Colonne atmosphérique C-201-102

Le brut entre dans la colonne atmosphérique par la zone de flash, au niveau du plateau 47. Les fractions légères migrent vers la zone de rectification, tandis que le brut réduit tombe au niveau de la zone d'épuisement au fond de la colonne. La pression de tête est de : 0.05 Mpa, tandis que la température de tête est de 130 °C. Les vapeurs de tête échangent de la chaleur avec les **E-201102 /1.2**, leur température décroît à 100 °C, puis sont refroidies dans les aéroréfrigérants: **A-201102 /1.2.3.4** et les condenseurs : **E-201125 / 1.2** à une température de 40 °C. Le mélange (liquide + gaz) partiellement condense est recueilli dans le ballon de reflux **D-201103**. Le dégazage au niveau du **D-201103** se fait vers le ballon de séparation **D-201124** où les Gaz sont envoyés vers le four atmosphérique **F-201101** comme combustible.

La phase liquide du ballon aspirée par la **P-201105 /1.2** est refoulée dans deux directions différentes : une partie est refoulée vers la tête de la colonne comme reflux, l'autre partie est refoulée vers le bac de stockage et sera utilisée comme constituant principal de la charge de l'unité reforming catalytique. [3]

#### II.2.5. Les produits de soutirage

##### II.2.5.1. Le kérosène (1<sup>st</sup>sideline)

Coupe du kérosène : 165 °C – 240 °C. Le kérosène est soutiré à partir du 12<sup>eme</sup> et 14<sup>eme</sup> plateau de la colonne **C-201102**, puis, il est admis dans le stripper **C-201103** (1<sup>er</sup> tronçon)

au niveau du 1<sup>er</sup> plateau. Le rebouillage du fond se fait grâce à l'échange thermique avec le gasoil:2<sup>eme</sup> soutirage (3<sup>rd</sup>sideline) au sein du rebouilleur : **E-201115**, les vapeurs des fractions légères retournent vers la colonne : **C-201102** au niveau du plateau 11. [6]

- **Refroidissement du kérosène**

Le kérosène rebouilli est aspiré par la **P-201106 /1.2** à une température de 202 °C et refoulé à travers : **E-201103** (échange thermique avec le brut),  $T_{\text{sortie}} = 108^{\circ}\text{C}$ , puis à travers le **E-201117** (condenseur à eau),  $T_{\text{sortie}} = 45^{\circ}\text{C}$ . [6]

- **Traitement du kérosène et coulage vers stock**

Le kérosène refroidi est reparti en deux : une partie alimente la ligne de gasoil : 2<sup>nd</sup> sideline (Comme ajout au gasoil), l'autre partie est envoyée vers la section traitement de l'unité. Après cela, le kérosène est expédié vers le bac de stockage. [6]

### **II.2.5.2. Gasoil 1<sup>er</sup> soutirage (2<sup>nd</sup>sideline)**

Coupe : 240 °C -300°C. Ce gasoil est soutiré à partir du plateau 28 de la colonne atmosphérique : **C-201202** puis est admis dans le stripper **C-201103** (partie centrale), le fond est chauffé avec de la vapeur stripping tandis que les vapeurs des fractions légers retournent à la colonne atmosphérique au niveau du plateau 27. [6]

- **Refroidissement**

Le gasoil strippé est aspiré par la **P-201107 /1.2** à une température de 238 °C, refoule à travers **E-201107**, **E-201104** : (échange avec le brut),  $T_{\text{sortie}} = 116^{\circ}\text{C}$  puis à travers le condenseur à eau : **E-201118**,  $T_{\text{sortie}} : 60^{\circ}\text{C}$ . [6]

- **Traitement chimique (élimination du soufre)**

Ce traitement se fait dans la tour : **D-201110** qui se compose en deux ballons : un ballon inférieur et un ballon supérieur. Une solution alcaline de 04 % est injectée dans la ligne de gasoil à l'entrée du ballon inférieur.

Après lavage du gasoil par la soude, le mélange est introduit dans le ballon inférieur où il subit une séparation par l'action d'un champ électrique. La solution de soude usée (réagit) est récupérée au fond du ballon tandis que le gasoil lavé quitte le ballon par le sommet. Le gasoil sortant subit un deuxième lavage à l'eau fraîche à l'entrée du ballon supérieur. La séparation entre le gasoil raffiné et l'eau de lavage s'effectue dans le ballon supérieur sous l'action d'un champ électrique. L'eau brute est recueillie au fond du ballon tandis que le gasoil raffiné (à teneur en soufre répondant aux normes) sort par le sommet et est expédié directement vers le stockage. [6]



### II.2.5.3. Gasoil 2<sup>ème</sup> soutirage (3<sup>rd</sup>sideline)

Coupe: 300 °C–360 °C. Ce gasoil est soutiré à partir du plateau 40 de la colonne atmosphérique puis est admis au niveau du stripper inférieur de **C-201103**. Le fond est chauffé par la vapeur stripping, les vapeurs des fractions légères retournent vers la colonne au niveau du plateau 38. [6]

- **Refroidissement**

Le gasoil strippé est aspiré par la pompe **P-201108** et refoule à travers une batterie d'échangeurs : **E-201113** (chauffage brut), **E-201 115**( remouillage kérosène), **E-201108** (chauffage brut), **E-201201**(chauffage de la charge de la colonne stabilisatrice **C-201201**), **E-201206** pour le chauffage de la charge du dépropaniser et **E-201119** (condenseur à eau).A la sortie du condenseur **E-201119**, le gasoil acquiert une température de 60 °C. [6]

- **Traitement chimique**

Ce traitement se fait dans la **tour D-201111**, le même principe de traitement que celui du 1<sup>er</sup> gasoil est appliqué, à la sortie du ballon supérieur le gasoil raffiné à une teneur en soufre répondant aux normes.Finalement, le gasoil est expédié vers le bac de stockage. [6]

### II.2.5.4. Résidu (BRA)

Coupe : > à 360°C. Le résidu est soutiré à partir du fond de la colonne atmosphérique.

- **Refroidissement**

Le résidu est aspiré par la pompe **P-201111/1.2** et refoule à travers une série d'échangeurs : **E-201114**, **E-201112/1.2**, **E-201110/1.2**, **E-201106/1.2** pour le chauffage du brut.

À la sortie **de E-201106**, une partie du résidu alimente directement l'unité de craquage Catalytique (comme charge), tandis que l'autre partie passe à travers le condenseur à eau **E-201120** et expédiée vers le bac de stockage. [6]

### II.2.5.5. Reflux

En plus du reflux de tête, la stabilisation thermique de la colonne est assure par deux autres reflux : le 1<sup>er</sup> reflux moyen atmosphérique (ATM 1-middle line oil) et le 2<sup>ème</sup> reflux moyen atmosphérique (ATM 2-middle line oil).

#### II.2.5.5.1. 1<sup>er</sup> Reflux atmosphérique moyen (ATM 1-middle line oil)

Ce reflux est soutiré par la pompe **P-201109 /1.2** à partir du 18<sup>ème</sup> plateau, et refroidis à travers les échangeurs **E-201109** et puis**E-201105**retourne à la colonne au niveau du plateau 16 à la température = 150°C. [6]

II.2.5.5.2. 2<sup>ème</sup> Reflux atmosphérique moyen (ATM 2-middle line oil)

Ce reflux est soutiré par la pompe P-201110 à partir du plateau 32, et refroidis à travers les échangeurs : E-201123, E-201204(rebouilleur du stabilisateur C-201201), E-201111 / 1.2 puis retourne à la colonne atmosphérique au niveau du plateau 30 à la T= 213°C. [6]

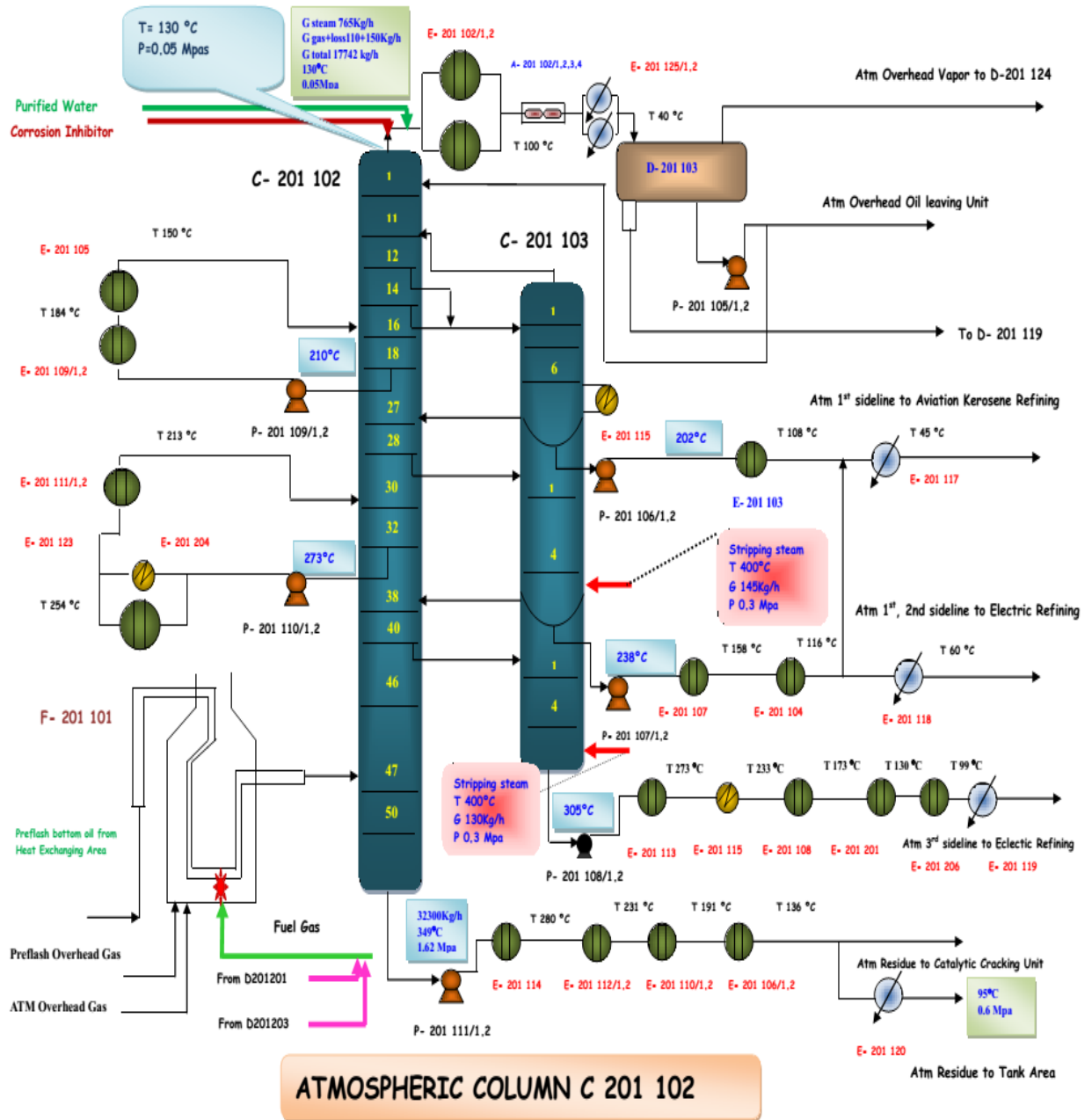


Figure II.4: Circuit du procédé de distillation atmosphérique.

II.2.6. Stabilisation de la charge de l'unité gaz

L'unité gaz plant (vapeurs de tête condensées du ballon de reflux de la colonne de pré flash) est réalisée au niveau de la colonne stabilisatrice C-201202. [6]

**II.2.6.1. Colonne stabilisatrice C- 201 201**

La charge est aspirée par la pompe **P-201103 /1.2** à partir du ballon de reflux **D-201102** de la colonne de préflash et refoulée pour chauffage à travers les échangeurs **E-201201** (fluide chauffant : gasoil 2<sup>ème</sup> soutirage) et **E-201202** (fluide chauffant : fond de la colonne **C-201201**). L'alimentation de la colonne : **C-201201** se fait au niveau du 25<sup>ème</sup> plateau à une température de 126 °C. Les vapeurs de tête de la colonne sont condensées au niveau du condenseur **E-201203** et recueillies dans le ballon de reflux **D-201201**.

Les fractions condensées (L.P.G) sont aspirées par la **P-201201** et sont refoulées vers la tête de la colonne comme reflux et vers le circuit de refroidissement.

Les incondensables sont évacués vers le réseau fuel gaz par l'intermédiaire de la vanne automatique de dégazage.

La température et pression de tête de la colonne sont respectivement 84.2°C et 1.03 Mpa tandis que la température du fond est de 215.4°C. Le rebouillage du fond de la **C-201201** se fait avec le 2<sup>ème</sup> reflux atmosphérique moyen (ATM 2-middle line oil). [6]

**II.2.6.2. Refroidissement du fond de la colonne**

Le refroidissement du fond se fait à travers **E-201202** (chaleur cédée sera utilisée pour le chauffage de la charge de la **C-201201**) et le condenseur à eau **E-201205**. Le fond refroidi sera l'un des constituants de la charge de l'unité reforming. [6]

**II.2.6.3. Traitement chimique des L.P.G**

Si la teneur en soufre des L.P.G est élevée, un raffinage est réalisé soit dans la section raffinage chimique de l'unité craquage catalytique si elle est en marche ou dans celle de l'unité distillation atmosphérique. Traitement dans la section de l'unité distillation :

Une injection d'une solution alcaline de 10 % est réalisée par la pompe **P-201117** dans la ligne des L.P.G, après lavage la séparation entre la soude usée et les L.P.G raffinés se fait au niveau du ballon **D-201106**. Un 2<sup>ème</sup> lavage à l'eau fraîche des L.P.G est réalisé par la **P-201116** afin éliminer tout reste de soude, la séparation se fait au niveau du ballon **201107**. A la sortie du **D-201107**, les L.P.G raffinés ont une teneur en soufre répondant aux normes. [6]

**II.3. Gaz plant (Fractionnel section)****II.3.1. Dépropaniser C-201-202**

En plus des L.P.G de l'unité distillation atmosphérique, les L.P.G des unités reforming Catalytique et craquage catalytique sont recueillis dans le ballon accumulateur **D-201202**.

La aspirée par la **P-201202 / 1.2** et refoulée à travers l'échangeur **E-201206** (échange

thermique avec le gasoil 2<sup>ème</sup> soutirage).

L'alimentation de la colonne se fait au niveau du 27 plateau à une température de 70.6 °C. Les vapeurs de tête sont refroidies par le condenseur **E-201207** et recueillies dans le ballon de reflux **D-201203**.

La phase liquide du ballon **D-201203** est aspirée par la **P-201203 /1.2**, une partie est refoulée vers la tête de colonne comme reflux, l'autre partie sert de charge d'alimentation du déméthaniser. La pression et la température de tête sont respectivement : 1.58 Mpa et 43.2 °C. Le rebouillage du fond de la colonne se fait avec de la vapeur à 1.0 Mpa et 250 °C au niveau du **E-201208**, la température du fond est de 97.7 °C. Le fond du dépropaniser constitue par la coupe du butane, alimentera le dépentaniser et servira de charge pour cette colonne. [7]

### **II.3.2. Déméthaniser C-201203**

La charge du déméthaniser est constituée de la phase liquide du ballon de reflux du dépropaniser. L'alimentation de la colonne se fait par **P-201205 / 1.2** au niveau du plateau 19 à une température de 40 °C. Les vapeurs de tête constituées essentiellement d'éthane sont refroidies par le condenseur **E-201110**, le mélange biphasique est recueilli dans le ballon de reflux **D-201204**.

Le dégazage des incondensables se fait vers le réseau fuel gaz, la phase liquide est refoulée par la **P-201205/1.2** vers la tête du déséthaniser comme reflux. Les pressions et températures de tête sont respectivement : 2.73 Mpa et 49.1 °C.

Le rebouillage du fond de la colonne se fait au niveau de **E-201211** par une eau chaude (T=115°C, P=0.35Mpa) venant de l'unité craquage catalytique. La température du fond est estimée à 69 °C. Le fond de la colonne constitue de propane commercial sera refroidi à travers le condenseur **E-201112** (T de sortie : 40 °C) et sera expédié vers les sphères pour stockage. [7]

### **II.3.3. Dépentaniser C-201204**

La charge de cette colonne est constituée du fond du dépropaniser, l'alimentation se fait au niveau du 19<sup>ème</sup> plateau à une température de 44.1 °C. Lors de la séparation à l'intérieur de la colonne, les vapeurs de tête sont refroidies dans le condenseur **E-201213**, les produits (liquide + gaz) sont accumulés dans le ballon de reflux **D-201205**.

Les gaz incondensables sont évacués vers le réseau fuel gaz, la phase liquide aspirée par la **P-201206 /1.2** est constituée de butane commercial dont une partie est refoulée vers la tête de la colonne comme reflux.

Les pressions et températures de tête sont respectivement de : 0.37 Mpa et 41.6 °C. Le

rebouillage du fond est réalisé au niveau de **E-201114** par la vapeur, la température dans cette zone de la colonne est de : 83.3 °C. Le fond aspire par la **P-201207/1.2** est refroidi dans le condenseur **E-201115** et expédie vers stock comme : naphta léger (light naphta) qui sera un des constituants de la charge de l'unité reforming. [7]

#### **II.4. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté le circuit de l'unité CDU (TOPPING) plus précisément la section de distillation atmosphérique et les équipements de cette section.

Dans le chapitre suivant, on présentera la section de traitement du kérosène.

**CHAPITRE III**  
**MÉTHODES DE TRAITEMENT**  
**DU KÉROSÉNE**

**III.1. Introduction**

Le kérosène est un produit de distillation directe intermédiaire entre l'essence et le gazole à l'origine jusqu'au début du xx siècle le kérosène sous le nom de pétrole lampant fut la principale utilisation du pétrole. Le kérosène est désormais surtout utilisé comme carburéacteur. L'utilisation du pétrole lampant (éclairage) ne subsiste que dans certains pays en développement, dans des zones où l'électricité n'est pas disponible et dans certains cas pour la cuisine. [8]



**Figure III.1:** Le Kérosène.

**III.2. Généralité sur kérosène****III.2.1. Types du kérosène**

Le kérosène (JET-A1, JET-A, TR0, JP-8) est le carburéacteur utilisé dans le secteur aéronautique. Il existe plusieurs types de carburéacteur dans le monde. Le JET-A1 est un carburant de type kérosène utilisé dans l'aviation civile internationale. Il présente des similitudes avec le JET-A utilisé aux Etats-Unis.

En France le kérosène utilisé pour l'aviation militaire est appelé TR0 et JP-8 aux Etats-Unis. [9]

### III.2.2 Application Générale

Les principales applications du kérosène sont les suivantes: [10]

- Application domestique: lampes, appareil de chauffage.
- Carburant pour tractors Agricoles.
- Carburants avion: pour moteurs a réacteur (carburéacteurs) et turbines.
- Applications spéciales dans l'industrie pétrochimique.



Figure III.2 : Chauffage au kérosène.



Figure III.3 : Carburant d'avion.

### III.2.3. Caractéristique du kérosène

Coupe du kérosène: 165 °C–240 °C, la capacité de traitement de la section du Kérosène 30 000 t/an, soit 3,75 tn/h. Le kérosène est un mélange d'hydrocarbure contenant des alcanes ( $C_nH_{2n+2}$ ) de formule chimique allant de  $C_{10}H_{22}$  à  $C_{14}H_{30}$ . Issu du raffinage de pétrole, il est soutiré à partir du 12<sup>ème</sup> et 14<sup>ème</sup> plateau de la colonne **C-201102**, puis il est admis dans le stripper **C-201103** au niveau du 1<sup>er</sup> plateau. [11]

Tableau III.1: Spécifications du Kérosène (la charge).

Température d'ébullition	165 ~ 240°C
API ° spécifique gravité	46.22
Densité (20°C)	0.7921kg/l
Flash point (closedcup)	57°C
Point de congélation	-56.0°C
Corrosion (à 100°C, 2h)	1a
Point d'Aniline	63°C
Hydrocarbure saturé (alcane) % vol	87.1
Aromatique % vol	12.9
Oléfine % vol	0.0
S % poids	0.0328
N	4.60 ppm



Mercaptan Acidité		18ppm <0.02mgKOH/g
Indice de Cétane	ASTM D976	47.5
Indice de Cétane	ASTM D4737	49.1
Intervalle de température (°C)	PI	174
	10%	184
	30%	190
	50%	197
	70%	206
	90%	218
	95%	223
	PF	229
	Résidu ml	1.5
Perte ml	0.3	

### III.3 Description du procédé de traitement de kérosène

Le point final de distillation de cette coupe peut monter jusqu'à 250°C. Si cette coupe est issue d'un pétrole brut qui contient un peu de soufre, il n'est pas nécessaire de la traiter.

En revanche si elle est issue d'un brut qui contenait une quantité non négligeable de soufre, on l'envoie vers l'unité de traitement pour éliminer son contenu en soufre.

Les produits sulfurés contenus dans le kérosène, peuvent aussi être éliminés par le traitement dans une unité d'adoucissement (acronyme de mercaptan d'oxydation) qui est un procédé faisant intervenir de la soude. Cette technique est utilisée pour les coupes qui ne contiennent que très peu de produits sulfurés, généralement les mercaptans. Ici, le soufre n'est pas éliminé mais il est neutralisé de manière à le rendre moins corrosif. [3]



Figure III.4: Section de traitement du kérosène.

### III.4. Les étapes de traitement sont les suivantes

#### III.4.1. Refroidissement du kérosène

Le kérosène rebouilli est aspiré par la pompe **P-201106 /1.2** à une température de 202 °C et refoulé à travers : **E-201103** (échange thermique avec le brut),  $T_{\text{sortie}} = 108^{\circ}\text{C}$ , puis à travers l'échangeur **E-201117** (condenseur à eau),  $T_{\text{sortie}} = 45^{\circ}\text{C}$ . [12]

#### III.4.2. Traitement et coulage vers stock

Le kérosène refroidi est reparti en deux : une partie alimente la ligne de gasoil : 2<sup>nd</sup> sideline (Comme ajout au gasoil), l'autre partie est envoyée vers la section de traitement de l'unité. [12]

#### III.4.3. Section de traitement de Kérosène

##### III.4.3.1. La tour D-201125

Cette tour à lit catalytique de type RA-01 (adsorbent) est traversée par le kérosène du fond au sommet, pour améliorer la couleur du produit. Le RA-01 est un sorte d'adsorbant acide qui peut éliminer N alcalin et les composés produisant du gel dans le kérosène.

Les composés S, N, O dans le kérosène d'aviation sont la raison pour laquelle la stabilité du kérosène d'aviation est mauvaise. Dans la plupart des conditions, les composés avec N sont la raison directe pour laquelle la stabilité de couleur du kérosène d'aviation est mauvaise, généralement si la teneur en N alcalin est supérieur à 1 µg/g (ppm), la stabilité

de la couleur va s'aggraver. Donc la teneur en azote dans le kérosène doit être contrôlée de moins de 1µg /g pour assurer une bonne stabilité du JET-A1. De plus, les substances produisant le gel dans la charge doivent être éliminées pour prolonger la durée de vie du catalyseur utilisé dans le ballon D108/2 (RDM-02). [12]

- **Spécification d'adsorbant RA-01 :**

- Type de granulation : Cylindrique noir.
- Surface spécifique : 824 m<sup>2</sup>/g.
- Diamètre de particule : Ø 1.5 x 3 ~ 8mm.
- Densité : 895 kg/m<sup>3</sup>.

Afin d'assurer un temps de contact suffisant entre le kérosène d'aviation et l'adsorbant, il est suggéré de maintenir la vitesse spatiale inférieure à 2h<sup>-1</sup> et de maintenir la température normale de l'adsorbant de 20 à 50 ° C.

### III.4.3.2. La tour D-201108/1

La fonction du lit alcalin de **D-201108/1** est d'éliminer le milieu acide ou corrosif afin de s'assurer que l'acidité, la corrosion, sont tous satisfaits. Avec le temps, l'acidité peut augmenter, mais elle doit être < 0,6 mgKOH/100ml. La durée de vie du lit alcalin est en relation avec l'acidité de la charge, ainsi que la vitesse spatiale. La durée de régénération du lit alcalin peut être estimée selon le tableau suivant. [12]

**Tableau III.2:** Estimation de la durée de régénération du lit catalytique.

Vitesse spatiale	1	1	1	2	2	2
Acidité de la charge mgKOH/100ml	2	3	5	2	3	5
Durée de régénération estimée heures/Jour	3360 /140	2240 /93	1344 /56	1680 /70	1120 /47	672 /28

- **Préparation d'une solution alcaline**

Une solution alcaline à 30% arrive de l'utilité dans le ballon, de préparation de solution alcaline à 10% (**D-201123**) et est diluée avec de l'eau déminéralisée, ensuite agitée avec de l'air pour homogénéiser la solution (pour assurer une bonne homogénéisation de la solution utiliser la pompe **P-201123**, qui aspire au niveau du fond du ballon et refoule au sommet du ballon). [12]

- **Préparation du lit alcalin D-108/1**

- Introduire une solution alcaline de NaOH à 20% en poids, dans la section inférieure de la tour jusqu'en haut.
- Laisser pendant 24h pour trempage de la solution alcaline.
- Ensuite utiliser de l'azote pour retirer la solution de NaOH non absorbée vers le réservoir de préparation alcaline **D-123**.

Du fait que le charbon actif peut absorber uniformément la solution alcaline, la concentration de la solution alcaline retirée est égale à la concentration de la solution alcaline préparée. Après le retrait de la solution alcaline non absorbée, la préparation est terminée et le lit alcalin est prêt à l'emploi. [12]

- **Paramètres du processus**

Le lit alcalin de transfert de masse sans mélange se base principalement sur l'adsorption.

Afin d'utiliser efficacement le support de charbon active et d'assurer un temps de contact suffisant du kérosène et de l'adsorbant il faut que :

La vitesse spatiale suggérée soit inférieure à  $2h^{-1}$ , et la température de fonctionnement normal du lit alcalin est 20-50 °C.

- **Régénération du lit alcalin D-108/1**

Avec le temps le lit alcalin est saturé et, l'acidité augmente jusqu'à 0,6mgKOH /100 ml qui explique son fin de vie ; en ce moment il faut arrêter son fonctionnement pour être régénéré. La régénération sera réalisée comme suit :

- Retirer d'abord le résidu alcalin, à la partie inférieure de la tour de raffinage alcaline (c'est une solution de sodium naphthénique contenant de l'alcaline), ensuite retirer le produit restant.
- Purger à la vapeur le réactif alcalin restant sur le lit alcalin, de haut en bas en passant à travers le condenseur **E-201122**.
- Contrôler la température de purge ; elle doit être à 110-150 °C et ne doit pas être plus de 200 °C.
- Au niveau du condenseur de vapeur **E-122**, vérifier la couleur du condensat visuellement s'il est incolore et sans suspension ; arrêter la vapeur.
- Introduire de l'azote de haut en bas jusqu'à la diminution de la température du lit à  $\leq 50$  °C.
- Introduire la solution alcaline NaOH à 20% pour trempage dans la tour pendant 24h (procédure de trempage peut être répétée une autre fois).

- Utiliser de l'azote pour presser la solution de NaOH non adsorbée, et de l'envoyer vers le réservoir **D-201123** de préparation de solution alcaline à partir du haut jusqu'au au fond. [12]

### III.4.3.3. La tours D-201108/2

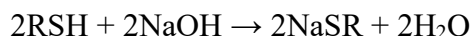
L'élimination des mercaptans dans la charge consiste à convertir le composé soufré (mercaptan) en disulfure. Comme le disulfure a une faible pression de vapeur, il ne produit pas d'odeur de vomissement comme le mercaptan.

La réaction d'oxydation du de-mercaptan doit être effectuée dans une solution alcaline. L'alcalinité provient du NaOH et l'oxygène provient de l'air. À l'heure actuelle, plus de 90% des unités d'élimination des mercaptans du carburant JET-A1 utilisent le procédé de « cobalt » [12]

- **Principe du procédé**

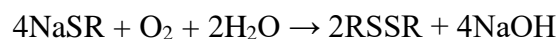
À la sortie de la tour **D-201125**, le kérosène est admis dans la deuxième tour: **D-201 108/1** contenant un catalyseur de type RDM-02. Ce processus se fait en deux étapes.

La première étape consiste, à mettre la coupe de kérosène en contact avec une solution de soude caustique de 10 %. La solution de soude caustique réagit ensuite avec les mercaptans et permet leur extraction. Cette réaction est :

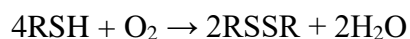


Dans cette équation, RSH est un mercaptan, R représente une chaîne carbonée telle qu'un méthyle, un éthyle,...

La seconde étape du procédé, est une oxydation de la soude. Pour cela il est nécessaire de convertir les mercaptans extraits en disulfures (RSSR) liquides qui sont insolubles dans l'eau et qui seront séparés et décantés dans une solution aqueuse de soude. La réaction qui intervient ici est :



L'équation bilan du procédé est donc :



- **Paramètres du processus**

#### a. Catalyseur

Le catalyseur RDM-02 imprégné de cobalt, est chargé dans le ballon **D-108/2**, généralement la durée de vie du catalyseur est de 2 à 3 ans, cependant lorsqu'il y a des substances recouvertes à la surface du charbon actif. Les contaminants peuvent être éliminés avec de la vapeur à contre-courant pour récupérer l'activité du catalyseur.

- **Spécification du catalyseur RDM-02 (cobalt CPS) :**

- CPS : 1.1 % spécification :  $\leq 1$  %.
- Densité : 585 kg/m<sup>3</sup>.
- Surface spécifique : 1124 m<sup>2</sup>/g

**b. La quantité d'air injecté**

Le principal facteur qui peut influencer la dissolution de l'air est la pression du système par conséquent, maintenez toujours une certaine pression dans le système afin de dissoudre l'air requis. Mais beaucoup d'air excédentaire va provoquer des réactions secondaires de dégradation. L'injection de l'air se fait dans le kérosène avant l'entrer dans la tour du lit catalytique **D-108/2**, pour fournir l'oxygène nécessaire dans la réaction d'oxydation. En vue de la théorie 0,25 kg d'oxygène nécessaire pour éliminer 1 kg de mercaptan dans les conditions standard (il y a 0,28 kg d'oxygène dans un m<sup>3</sup> d'air). Par conséquent, environ 1 kg d'air (0,84 Nm<sup>3</sup>) est nécessaire pour éliminer 1 kg de mercaptan. L'apport d'air raisonnable peut être considéré comme 2 à 4 fois la quantité théorique de consommation d'air. La formule de la quantité théorique de consommation d'air est :

$$W(v) = 6.68 \times 10^{-4} \times QN.$$

**W (v) :** la quantité théorique de consommation d'air (Nm<sup>3</sup>/hr) (T et P normal).

**Q :** débit de charge m<sup>3</sup>/heure.

**N :** teneur en mercaptan dans la charge (µg/g).

**c. Concentration de la solution alcaline**

L'alcalinité du dé-mercaptan est fournie par NaOH trempé. Généralement, on utilise 5 à 20 % de NaOH. La concentration de la solution alcaline Surgères est de 10%.

**d. Temps de contact**

Le paramètre représentant pour le contact est le temps de résidence du produit dans le lit de charbon actif. Le temps de séjour est calculé par le débit volumique de la charge dans un volume unitaire de lit catalytique en une heure. Avec un temps de séjour minimum, le site actif de catalyseur sera réduit, et provoque la réduction de l'activité du dé-mercaptan.

**e. Température**

- En contrôlant la température d'entrée de la charge à  $40 \pm 5$  °C.
- Si la température est supérieure à cette marge, la vitesse de réaction est élevée et des réactions secondaires sont également produites. Ces réactions secondaires

vont approfondir la couleur du produit ou provoquer une inactivité du lit de catalyseur.

- Si la température est trop basse, la réaction du demercaptan est incomplète. Par conséquent, sélectionnez la température de réaction optimale à condition que le taux de conversion du mercaptan soit au niveau requis.

- **Régénération du lit alcalin D-108/2**

Avec l'augmentation de la durée de fonctionnement du lit de catalyseur, les sites actifs seront bloqués par les hydrocarbures ; cela réduira la zone de contact et diminuer l'activité du dé-mercaptan. Lorsque la teneur en mercaptan RSH après dé-mercaptan est supérieur à 18 µg /g, le lit doit être arrêté et régénéré. La régénération sera réalisée comme suit :

- Retirer d'abord le résidu alcalin à la partie inférieure de la tour de-mercaptan, ensuite retirer le produit restant.
- Laver à l'eau chaude. S'il n'y a pas d'eau chaude, trempez-la avec une solution alcaline de NaOH à 10%.
- Contrôler la température de l'eau chaude à 60-80 °C (pas plus de 90 °C). Si l'eau est claire et incolore, cela indique que le lit est propre. Vide complètement l'eau.
- Si vous utilisez une solution alcaline pour la régénération, après 24 heures, vidanger complètement la solution alcaline.
- Introduire de l'azote chaud de haut en bas jusqu'à l'augmentation de la température du lit à 100 °C. Maintenir cette température pendant 24 heures.
- Après 24 heures arrêtez de chauffer avec de l'azote, et laisser le lit se refroidir.
- lorsque la température du lit est réduite à 50 °C environ, introduire la solution alcaline NaOH à 10 % pour trempage dans la tour pendant 24h.
- Utiliser de l'azote pour presser la solution de NaOH non adsorbée, et de l'envoyer vers le réservoir **D-201123** de préparation de solution alcaline à partir du haut jusqu'au au fond.
- Le lit de de-mercaptan peut être mis en service après la régénération

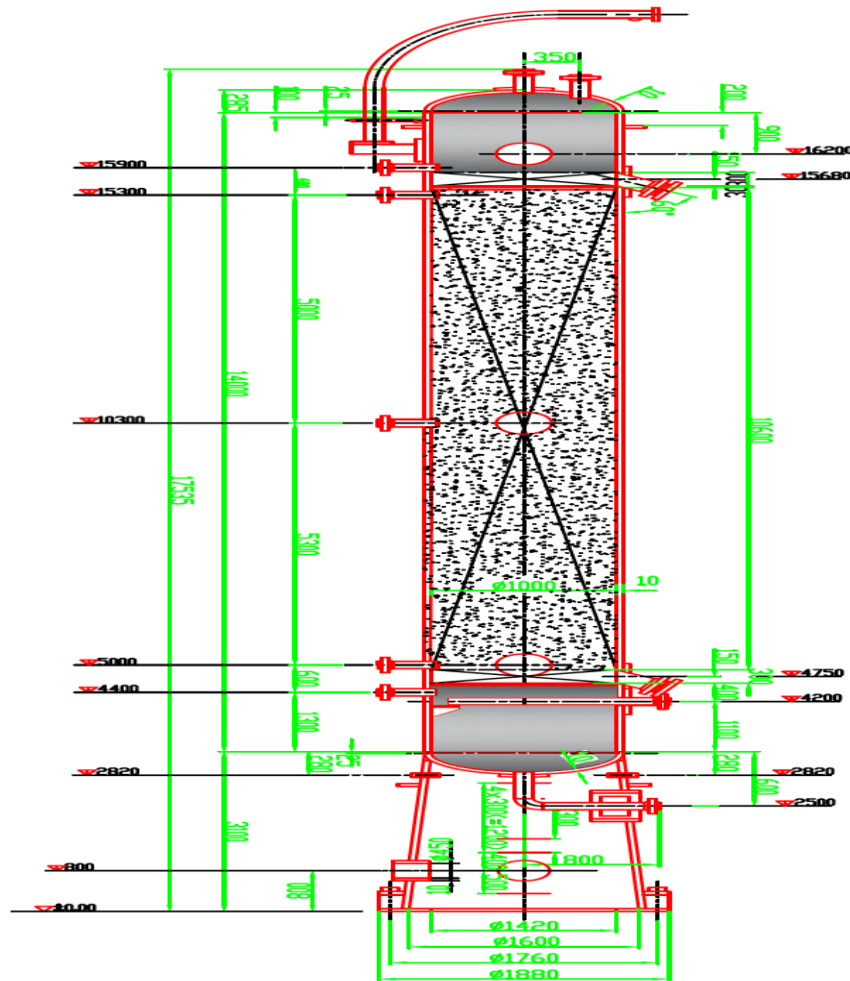


Figure III.5 : Ballon D-108/1-2.

#### III.4.3.4. Le ballon de décantation D-201126

A la sortie de **D-2011082**, le kérosène est admis dans le ballon de décantation **D-201126**. Après décantation le produit est aspiré au fond par la pompe **P-201125**, pour être refoulé dans le coalescer, puis dans les tours à traitement d'argile **D-201109/1-2**. Le ballon est soumis à une pression de service de 1 Mpa et une température de 70°C. [12]

#### III.4.3.5. Séparateur-coalescer D-201127

Il y'a deux sortes d'éléments filtrants dans le séparateur-coalescer, l'un pour la coalescence et l'autre pour la séparation. Le liquide s'écoule de l'intérieur vers l'extérieur de l'élément coalescent ; les petites gouttes d'eau coalescent en grosses gouttes d'eau et se déposent au fond. Quelques petites gouttes d'eau instables s'écoulent vers l'élément de séparation avec le liquide.

Le niveau d'eau au bas du boîtier est indiqué par une jauge de niveau. Enlever l'eau à travers la vanne de purge de manière irrégulière. [12]



### III.4.3.6. La tours D-201109/1-2

Dans les tours **D-201109/1-2** à lits argileux de type JH-01-GX on fait un traitement par adsorption avec l'argile est dont le but est d'éliminer les traces de soude contenue dans la charge. Les tours travaillent à une pression de service de 0,8 Mpa et une température de 45-60°C. Le raffinage avec l'argile à particules activées est une bonne technologie pour assurer la couleur du carburacteur (kérosène), sa stabilité à l'oxydation thermique et sa propreté. Théoriquement, la durée de vie de l'argile à particules activées peut être de 10000 m<sup>3</sup> (produit) / m<sup>3</sup> d'argile, la tour d'argile peut également être en attente. L'inconvénient est la courte durée de vie de l'argile à particules activée, il ne peut être utilisé qu'une seule fois sans régénération.

Afin d'utiliser efficacement l'argile à particules activée, elle doit assurer le temps de contact suffisant du produit et de l'argile ; et contrôler la vitesse spatiale à  $< 2 \text{ h}^{-1}$ . [12]

- **Spécifications de JH-01-GX (argile à grain hautement activée):**

- Surface spécifique : 308.9 m<sup>2</sup>/g.
- Ph : 4.
- Densité : 0.78 g/ml.

### III.4.3.7. Les deux filtres SR : 201101/1.2

Finalement, le kérosène est filtré à travers les deux filtres **SR-201101 /1.2** pour l'élimination des traces d'eau et d'autres impuretés encore présentes. [12]

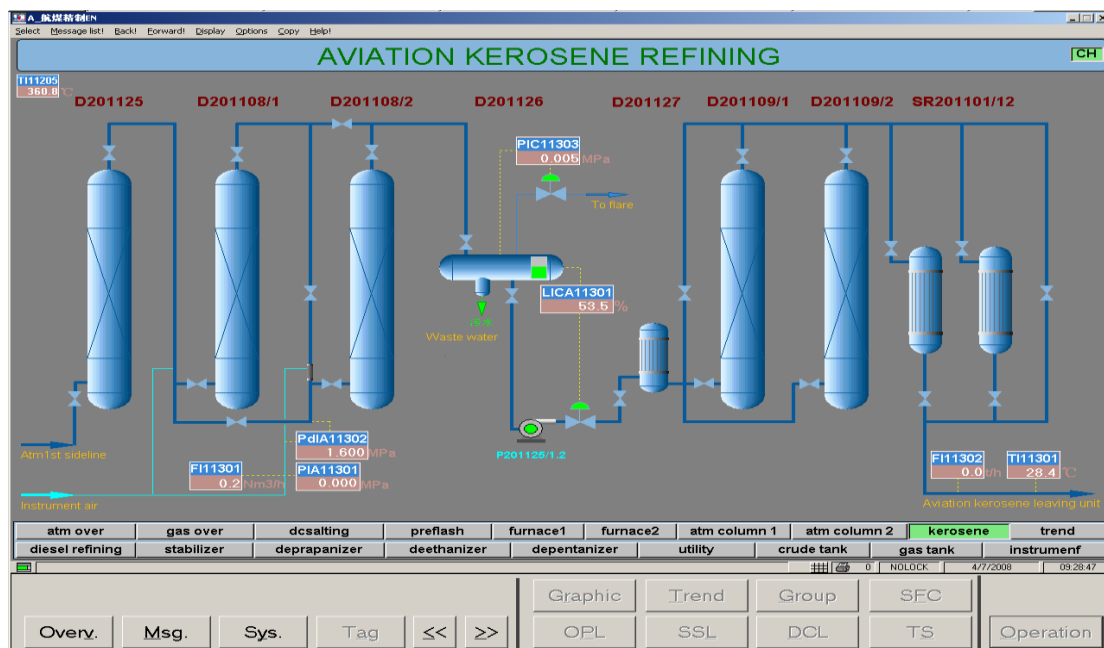


Figure III.6: Schéma synoptique de la section de traitement du kérosène.

**III.5. Préparation du démarrage de la section de traitement de kérosène**

Le traitement du kérosène est très sensible, c'est pour ça on a trouvé les prises d'échantillons après chaque équipement, il faut préparer bien les équipements et suivi les procédures. Dans ce chapitre, on présentera les opérations préliminaires avant la mise en service de la section avec une inspection sur les équipements. [13]

**III.5.1. Les opérations préliminaires avant la mise en service de la section**

La remise en fonctionnement de cette section est conditionnée par la réalisation des travaux suivants :

- Ouverture du trou d'homme pour inspection de l'état des internes des tours **D125 ; D108/1-2 ; D109/1-2.**
- Vérification à l'Azote de l'étanchéité du tout le circuit.
- Vérification de l'état mécanique des pompes **P125/1-2, P123.**
- Nettoyage des filtres des pompes **P125/1-2, P123.**
- Vérification de la connexion électrique des moteurs des pompes.
- Vérification circuit eau de refroidissement du **E122.**
- Vérification des boucles de régulation suivantes: **LICA 11301, PIC 11303.**
- Ouverture du couvercle des filtres **SR101/1-2**, et vérification de l'état des cartouches (éléments filtrants) et prévoir éventuellement leur substitution.
- Bonification du ballon de préparation de la soude 10 %. [13]

**III.5.2. Inspection sur les équipements de la section de traitement du kérosène**

Suite à l'inspection effectuée ce jour 24-11-2016 au niveau des équipements de la section de traitement du kérosène (à l'arrêt depuis 2009 ; non protéger a l'azote) il a été constaté ce qui suit. La remise en fonctionnement de cette section est conditionnée par la réalisation des travaux suivants :

**III.5.2.1. Ballon coloration (amélioration de la couleur) D201125**

Cet équipement est doté d'un garnissage interne pour l'amélioration de la couleur du produit (volume avoisinant les 12 m<sup>3</sup>). Ouverture pour inspection de l'état du garnissage du trou d'homme supérieur de ballon. [13]

**III.5.2.2. Ballons aux lits argileux D201109/1.2 & D201108/1.2**

Ces équipements sont dotés des garnissages internes pour le traitement du kérosène (volume estimé 8.02 m<sup>3</sup>/ 8.33 m<sup>3</sup>). Ouverture pour inspection de l'état du garnissage du trou d'homme supérieur du ballon. [13]

**III.5.2.3. Ballon de séparation D201126**

Cet équipement est destiné pour la décantation du produit kérosène .Ouverture du trou d'homme supérieur pour inspection interne. Vérification de fonctionnement du serpentin de chauffage ; tubulures (fond mamelon). [13]

**III.5.2.4. Pompe P201125/1-2**

- Prévoir la vérification de fonctionnement de la pompe et moteur d'entraînement.
- Prévoir la vérification des filtres +clapets + vannes...etc.
- Prévoir la vérification de fonctionnement des instruments (entretien LG...etc.).

**III.5.2.5. Les deux filtres SR201101/1.2**

- Ouverture du couvercle supérieur pour Vérification de l'état des cartouches (éléments filtrants) et prévoir éventuellement leur substitution
- Circuit piping (en général) : vérification des circulations produites. [13]

**III.6. Le kérosène traité (JET-A1)**

Le JET-A1 C'est un carburant destiné à l'alimentation des brûleurs des turboréacteurs d'avion. La coupe Kérosène est utilisée pour la fabrication du JET-A1. Les exigences de qualité en relation avec la volatilité et les points de coupe sont essentiellement:

- **Le point d'éclair** : Pour le JET-A1 la spécification correspond à un point d'éclair ABEL  $\geq 38^{\circ}\text{C}$ .
- **Le point final** de distillation doit être égal à  $250^{\circ}\text{C}$
- **Freising point ou le point de congélation** doit être  $\leq -47^{\circ}\text{C}$

On a aussi la conductivité du JET-A1 qui doit être supérieur à 100 Ps/m pour ce qui concerne la déférence entre kérosène et le JET-A1 on a :

**Tableau III.3:** Comparaison entre le kérosène et JET-A1.

Coupe Kérosène	JET-A1
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Teneur en soufre</li> <li>0,01 à 0,07% masse sur bruts BTS</li> <li>0,07 à 0,3% masse sur bruts HTS</li> <li>Exceptionnellement plus de 0,3%</li> <li>- Teneur en mercaptans RSH</li> <li>10 à 300 g/t selon les bruts</li> <li>- Conductivité 0ps/m</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Soufre <math>\leq 0,3\%</math>masse</li> <li>- Mercaptans <math>\leq 30\text{g/t}</math></li> <li>- Conductivité <math>\geq 150\text{Ps/m}</math></li> </ul>

Pour la fabrication du JET-A1, on voit que si le kérosène est issu d'un brut BTS (Basse Teneur en Soufre), il est inutile de le traiter. S'il est issu d'un brut contenant du soufre, on envoie cette coupe vers l'unité d'hydrotraitement afin d'enlever tout le soufre que celle-ci contient. Celui-ci, en présence d'hydrogène, va former de l'hydrogène sulfuré qui va être envoyé vers le réseau de gaz Riche en H<sub>2</sub>S. Un autre procédé pour éliminer les produits sulfurés contenus dans le kérosène est le traitement dans une unité d'adoucissement le MEROX, c'est un procédé à la soude. Ce procédé n'est utilisé que pour des coupes contenant peu de produits sulfurés particulièrement des mercaptans. Dans ce procédé, contrairement à l'hydrotraitement, on n'élimine pas le soufre contenu dans la coupe mais on le rend complexe. En effet on transforme les mercaptans corrosifs en produits désulfurés non corrosifs. Ceux-ci ne sont pas éliminés et restent dans la coupe mais ne présentent plus de risque. [13]

Après la sortie MEROX on constate que la conductivité est du 0ps/m donc on ajoute un agent antistatique afin de conférer au JET-A1 une conductivité électrique et d'éviter la création d'une charge statique pouvant conduire à enflammer les vapeurs de carburant par une étincelle. Le STADIS 450, avec comme ingrédient actif l'acide (DINNSA). [14]

### **III.7. Caractéristiques et spécifications de kérosène et de JET-A1**

#### **III.7.1. Distillation ASTM**

La distillation ASTM, est un essai s'applique aux principaux produits pétroliers sauf aux gaz de pétrole liquéfiés et aux bitumes fluxés ; le but de ce essai est déterminer le point initial et le point final d'un produit. La distillation est aussi une caractéristique à déterminer afin de connaître le comportement d'un produit sous l'aspect "carburation". Pour cela, on distille le produit à la pression normale et en recueillant les volumes distillés à chaque température spécifique, on détermine la qualité du produit :

- Le point 10% distillés avant 70 °C caractérise la facilité du démarrage à froid.
- Le point 50% distillés avant 140°C caractérise la souplesse dans les reprises, car ce point indique une bonne rapidité dans la vaporisation du carburant permettant ainsi de tirer le maximum de puissance.
- Le point 90% distillés avant 195°C veut dire que le carburant ne contient pas trop de produits lourds néfastes au moteur (risque de formation de coke) et donne au moteur une plus grande longévité. [15]



**Figure III.7:** Méthode ASTM D 86.

### III.7.2. La masse volumique

La masse volumique, appelée aussi densité volumique de masse, est une grandeur physique qui caractérise la masse d'un matériau par unité de volume. Elle est déterminée par rapport :  $\rho = M/V$  ( $\text{kg/m}^3$ ). Pour les produits pétroliers liquides, la masse volumique est généralement déterminée à 15°C, au moyen d'un densimètre automatique. La masse volumique constitue une caractéristique importante, principalement pour les carburants, car elle conditionne le dimensionnement et les particularités technologiques des organes d'alimentation (pompes, injecteurs). [15]



**Figure III.8:** Densimètre DMA 4500 NORM, ASTM D 4052.

### III.7.3. Point d'éclair

Le point d'éclair, appelé aussi point de flash, est la température à laquelle il faut porter un produit pétrolier liquide pour qu'il émette, dans des conditions normalisées, des vapeurs en quantité suffisante pour que celles-ci puissent s'enflammer en présence d'une flamme. Les essais de point d'éclair peuvent être effectués en vase clos ou en vase ouvert.

Le point d'éclair est une caractéristique très importante puisqu'elle concerne la sécurité des opérations de transport, de transfert et de stockage. [15]



**Figure III.9:** Méthode ASTM D 3828.

#### **III.7.4. Point de fumée**

Pour assurer la longévité des matériaux constituant la chambre de combustion et les turbines d'un réacteur d'avion, il est nécessaire d'obtenir lors de la combustion une flamme claire limitant la propagation de chaleur par rayonnement et ainsi que la formation de particules de carbone. [15]



**Figure III.10:** Méthode ASTM D 1322.

#### **III.7.5. Point de congélation**

Le point de congélation, est la température à laquelle une fraction pétrolière soumise au refroidissement dans une éprouvette demeure immobile lorsque l'éprouvette est inclinée de 45°. [15]



**Figure III.11:** Méthode ASTM D 2386.

### III.7.6. Docteur test

Cet essai, appelé aussi au plombait de sodium et soufre, a pour but de rechercher qualitativement la présence de l'hydrogène sulfuré ( $H_2S$ ) et des mercaptans dans :

- le butane commercial.
- les produits liquides peu colorés ayant un point final de distillation ASTM inférieur à  $300^{\circ}C$  : white-spirit, coupes essences, carburéacteurs.

En conclusion:

Docteur test positive:

- présence d' $H_2S$  et/ou de mercaptans.
- changement de couleur.

Docteur test négative:

- très peu d' $H_2S$  et/ou de mercaptans (en général moins de 5 g par tonne)
- pas de changement de couleur.



**Figure III.12:** Méthode ASTM D 4952.

### III.7.7. La viscosité

La viscosité est généralement définie comme, caractérisant la résistance à l'écoulement d'un fluide.



**Figure III.13:** Viscosimètre type : ASTM D 445.

### III.7.8. La couleur

La couleur est une caractéristique qui s'applique aux produits dits blancs mais, en réalité, plus ou moins colorés depuis le jaune très pâle jusqu'au brun foncé.



**Figure III.14:** Docteur teste type ATSM D 4952.

### III.7.9. Teneur en gommés

Les essences de craquage catalytique contiennent un pourcentage important d'oléfines et éventuellement une faible proportion de dioléfines.

Celles de craquage à la vapeur contiennent des pourcentages importants d'oléfines, de dioléfines et de composés tyranniques. Ces produits sont moins stables chimiquement que les autres constituants des essences.

En effet, au contact de l'oxygène dissous dans le carburant, des réactions chimiques s'initient et conduisent à une polymérisation de ces composés : c'est-à-dire à la réunion d'un certain nombre de molécules pour en former de nouvelles plus complexes qui apparaissent sous forme de dépôts et qu'on appelle « gommés ».





**Figure III.15:** Méthode ASTM D 381.

### **III.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté la section de traitement du kérosène, le principe de fonctionnement et aussi les opérations préliminaires avant la mise en service de la section.

Après avoir terminé le traitement, nous obtenons un produit chimique liquide appelé le JET-A1. Ceci est un kérosène traité qui est un carburant destiné à l'alimentation des brûleurs des turboréacteurs d'avion.

Le JET-A1 est stocké dans les bacs de stockage pour un traitement ultérieur avec un produit chimique appelé STADICE pour diminuer la conductivité de JET-A1.

**CHAPITRE IV**  
**SUIVI DE LA QUALITÉ DU**  
**KÉROSÉNE POUR**  
**AMÉLIORER LA CONDUCTIVITÉ**  
**DE JET-A1**

### IV.1. Introduction

Dans cette partie, nous avons travaillé sur l'optimisation de l'additif pour améliorer la conductivité électrique du JET-A1, qui doit être comprise entre 150 et 400 Ps/m afin d'éviter la création d'une charge statique pouvant conduire à enflammer les vapeurs de carburant par une étincelle. Au cours de ce travail nous avons suivi une démarche qui consiste à, définir les causes principales, et chercher une solution qui répond aux exigences de la société le plus vite possible et avec le minimum coût.

### IV.2. Définir le problème

Quelle sont les raisons d'obtenir la faible conductivité électrique de JET-A1 ?

### IV.3. Rechercher les causes

Cette phase se déroule en plusieurs étapes. Tout d'abord, on cherche toutes les causes possibles puis on retient, après vérification, les causes les plus probables.

Dans cette étape nous avons utilisé comme outils le brainstorming. Afin de n'oublier aucune cause, il est nécessaire de lister l'ensemble des causes possibles.

On a formé une équipe de 6 personnes et on a posé une question du type : « qu'elles sont les causes principales de ce problème » ou bien « qu'elles sont les causes conduisant à ce problème » la liste des sujets étant complète, il reste à trier ceux-ci pour ne garder que les plus intéressants. [13]

#### ➤ Objectif

Produire un grand nombre d'idées sur un thème donné, et susciter la créativité. Dans notre cas les causes sont les suivantes :

- Faible température
- Faible quantité de STADIS 450 (additif)
- L'additif est périmé
- La présence de l'eau qui influe dans le bac
- Le conductimètre n'est pas calibré.
- Problème dans la ligne d'injection.
- Problème dans la pompe.
- L'injection n'est pas réalisée.
- Le personnel n'a pas de formation
- Manque de matériel de mesure

**✓ Classification les causes par nature**

Pour classer les causes citées nous avons utilisé le diagramme cause-effets. [13]

**➤ Objectif.**

Les diverses causes sont classées selon leur nature, mais toutes sont conservées entendu. Il est à noter qu'il est possible de classer les causes au moment du brainstorming, ce qui peut faire gagner du temps. Cet outil s'appelle aussi diagramme d'ISHIKAWA ou diagramme des 5M ou diagramme en arête de poisson.

**❖ Le diagramme d'ISHIKAWA**

Ce diagramme représente de façon graphique les causes aboutissant à un effet. Il peut être utilisé comme outil de modération, d'un remue-méninge et comme outil de visualisation synthétique et de communication des causes identifiées. Il est possible d'utiliser dans le cadre de recherche de cause, d'un problème ou d'identification et gestion des risques lors de la mise en place d'un projet. [16]

Ce diagramme se structure habituellement autour du concept des 5 M (Kaoru Ishikawa) recommande de regarder en effet l'événement sous cinq aspects différents, résumés par le sigle et moyen mnémotechnique 5M :

**1 Matière** : les matières et matériaux utilisés et entrant en jeu, et plus généralement les entrées du processus.

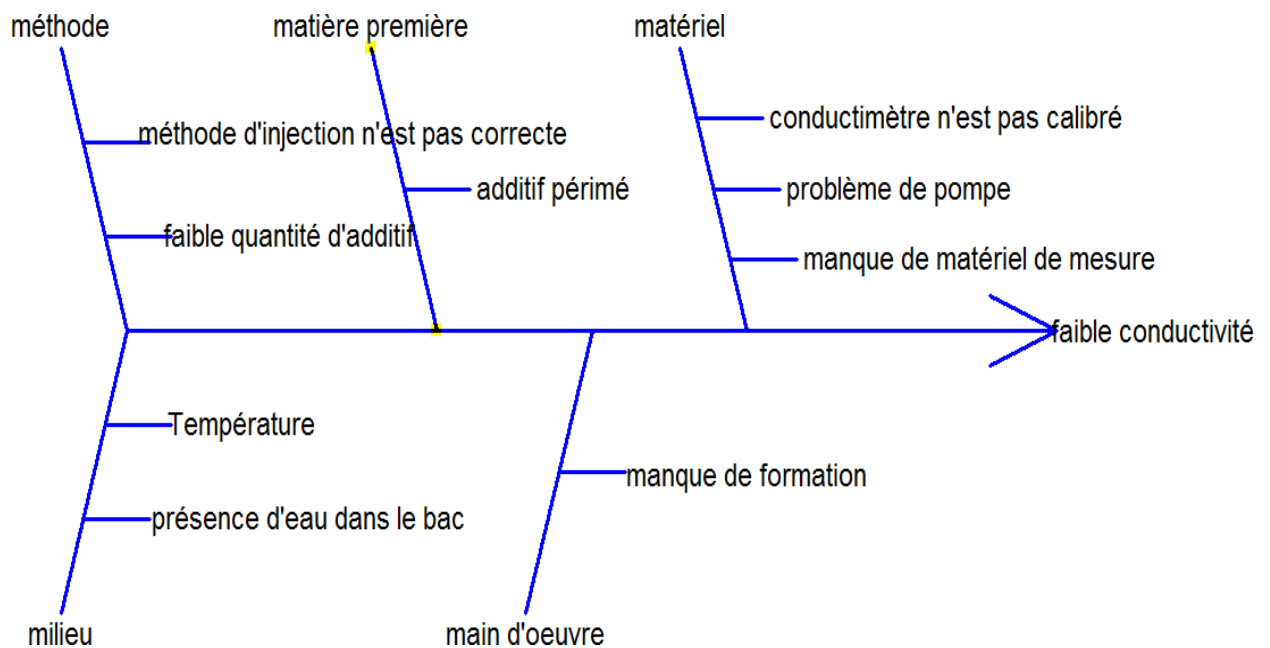
**2 Matériel** : l'équipement, les machines, le matériel informatique, les logiciels et les technologies.

**3 Méthode** : le mode opératoire, la logique du processus et la recherche et développement.

**4 Main-d'œuvre** : les interventions humaines.

**5 Milieu** : l'environnement, le positionnement, le contexte.

Chaque branche reçoit d'autres causes ou catégories hiérarchisées selon leur niveau de détail. Le positionnement des causes, mais en évidence les causes les plus directes en les plaçant les plus proches de l'arête centrale. [16]



**Figure IV.1 :** Diagramme d'ISHIKAWA.

✓ **Trier les causes**

L'outil utilisé dans cette étape est le vote pondéré.

➤ **Objectif**

L'objectif est de classer les opinions au sein d'un groupe en déterminant la meilleure réponse au problème de recherche

#### IV.4. Déroulement de la recherche

" Quelles sont les 4 causes les plus importantes ? ". Puis on classe ces causes par ordre d'importance: problèmes, causes.

On met 3 points à la cause la plus importante, puis 2 à celle moins importante, puis 1 point. Les autres ont 0 point.

**Tableau IV.1:** Les coefficients d'importance des causes donnés par chaque opérateur.

	A	B	C	D	E	F	TOTAL
<b>Faible température</b>	2	1	3	2	0	2	10
<b>Faible quantité d'additif</b>	1	2	1	2	2	1	9
<b>Problème dans la ligne d'injection</b>	0	0	1	1	0	0	2
<b>Conductimètre n'est pas calibrée</b>	0	0	2	1	2	1	6
<b>Additif périmé</b>	0	2	1	1	1	2	7
<b>Présence d'eau</b>	2	2	1	0	1	2	8
<b>L'injection n'est pas réalisée</b>	2	3	0	0	0	0	4
<b>Manque de moyens de jaugeage</b>	1	0	2	1	2	1	7
<b>Problème de pompe</b>	1	1	0	1	0	2	5
<b>Manque de formation</b>	1	0	0	1	1	1	4

D'après le vote pondéré on constate que les causes principales sont :

- Faible température
- Faible quantité d'additif
- Présence d'eau
- Additif périmé
- Manque des moyens de jaugeage du STADIS.

#### IV.5. Proposition d'une solution

Pour ce qui concerne la température et la concentration d'additif ajouté j'ai utilisé un plan factoriel complet pour savoir qui est le facteur le plus influant et la valeur d'influence.

**Tableau IV.2 :** Les facteurs de recherche.

Facteur	Niveau bas (-1)	Centre	Niveau haut (+1)
Concentration	0,2 ppm	0,6ppm	1ppm
Température	10°C	30°C	50°C

Tableaux IV.3: Pland'expérience.

Température	Concentration	Conductivité
50	0,2	190
30	0,6	300
50	1	745
10	0,2	100
30	0,6	290
10	0,2	95
50	0,2	200
10	1	600
30	0,6	295
10	1	590
30	0,6	300
50	1	750

Tableaux IV.4: Les coefficients moyens.

Facteur	Moyenne
Température	62,5
Concentration	262,5
Température, Concentration	13,8

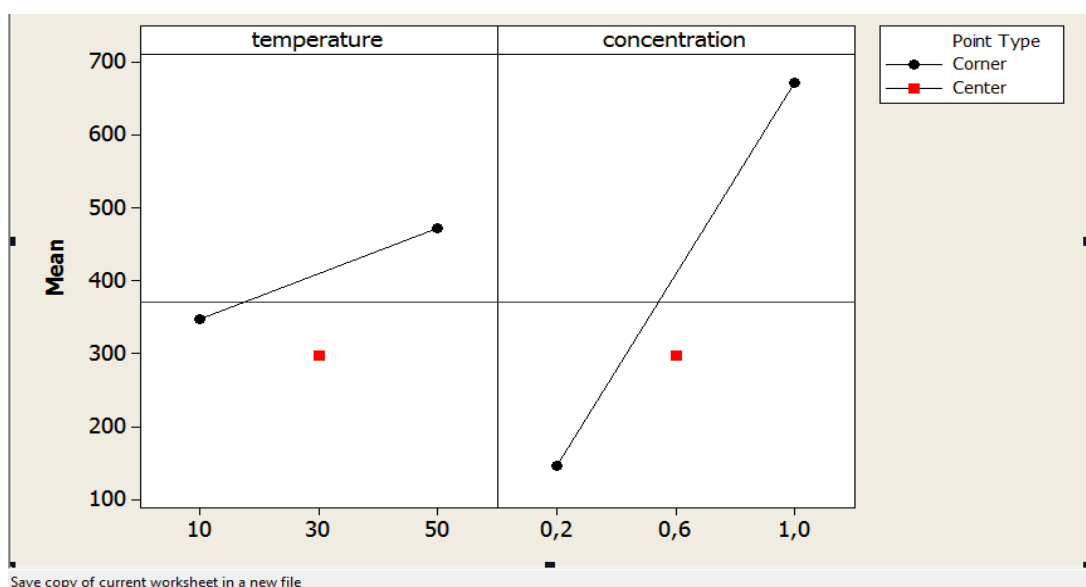
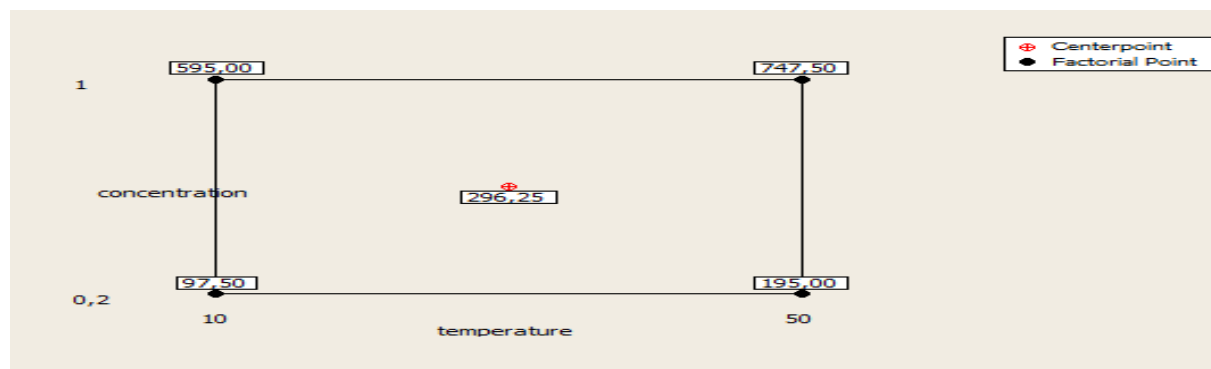


Figure IV.2: La conductivité en fonction de la température et de la concentration



**Figure IV.3:** Domaine expérimental

On constate que la concentration est le facteur le plus influant par contre la température n'a pas une grande influence, car d'après les coefficients on a le coefficient de la concentration est plus grand que celui de la température, et on constate d'après la figure 2 que la pente de la courbe de la concentration en fonction de la conductivité, est très grande que celle de la température et d'après la figure 3, on constate que si on travaille au centre on a une concentration de 0,6 ppm et à 30°C on va obtenir une bonne conductivité.

Pour savoir la concentration ajoutée à l'industrie, nous avons réalisé un suivi pendant le mois de février et nous avons obtenu les résultats suivants :

**Tableau IV.5 :** Suivi de la concentration d'additif au cours du mois Février et Mars [15].

Date	N° du Bac	Quantité d'additif ajoutée (l)	Quantité du Jet dans le bac(tonne)	Concentration (ppm)	Conductivité Ps/m
25/02/2020	612	1,5	500	0,233108108	100
27/02/2020	614	2,5	500	0,388513514	180
28/02/2020	611	3,5	500	0,543918919	320
30/02/2020	612	3,5	500	0,543918919	230
02/03/2020	614	4,5	500	0,388513514	80
04/03/2020	614	2,5	500	0,621621622	100
05/03/2020	614	4,5	500	0,233108108	70
07/03/2020	613	1,5	500	0,1554054056	60
09/03/2020	612	3,5	500	0,5439189197	100
10/03/2020	611	3,5	500	0,5439189198	150



D'après le tableau N°5, la concentration la plus utilisée est 0,54ppm, mais on constate pendant le 02, 04,05 Mars et le qu'on a ajouté 1,5 litre de STADIS dans le bac 614 et on a obtenu une faible conductivité et aussi, il y a des jours où on a ajouté la même quantité de STADIS et on a obtenu des conductivités différentes. Donc nous avons traité la troisième cause selon le vote pondéré, qui concerne la présence d'eau qui peut influencer sur la réaction entre l'additif et le JET-A1. Dans le laboratoire on a mélangé le Kérosène (0 PS/m) avec l'eau, et on a injecté une faible quantité d'additif, après agitation nous avons observé un changement de coloration d'eau donc il y'a une réaction entre l'eau et le STADIS, ce qui prouve que l'eau a une influence sur la concentration d'additif ajouté.

On a demandé au personnel de purger l'eau chaque fois avant d'injecter l'additif. Après 1 semaine on a remarqué que le problème persiste. Il reste à traiter le problème qui concerne la méthode et l'équipement de mesure de STADIS. On a procédé selon la démarche suivante :

On a visité l'endroit d'injection de STADIS et on a trouvé qu'il y a un manque d'équipement, car l'opérateur injecte l'additif selon la procédure suivante :

L'opérateur mesure la quantité du STADIS à l'aide d'une simple bouteille de 0,5 litre puis il le verse dans un bidon de 200 litres, après il ajoute un peu de Kérosène pour diluer l'additif, puis il démarre la pompe pour aspirer tout le liquide présent dans le bidon pour l'injecter dans le bac.

L'utilisation d'une bouteille non graduée peut conduire à mesurer une quantité différente à celle demandée pour corriger le bac, et puisque la quantité ajoutée est très faible par rapport à la quantité de Kérosène présent dans le bac, il faut donc mesurer l'additif d'une façon précise, car le fait d'avoir un manque de 0,5 litre ou bien 1 litre peut conduire à avoir une faible conductivité.

Pour résoudre ce problème, on a proposé une simple solution, au lieu d'acheter une nouvelle pompe qui indique la quantité injectée (qui demande beaucoup de temps), on a seulement mis une vanne dans le bidon qui contient le STADIS et on a donné aux opérateurs différentes fioles pour bien mesurer la quantité du STADIS à ajouter.

#### **IV.6. Vérification de la solution proposée**

Pour vérifier les solutions proposées nous avons effectué un suivi du mois Mai et Juin nous avons obtenu les résultats suivants :

**Tableaux IV.6:** Suivi de la concentration d'additif au cours du mois Mai et Juin [15].

Date	N° du Bac	Quantité d'additif ajoutée (l)	Quantité du JET-A1 dans le bac	Concentration d'additif (ppm)	Conductivité Ps/m
28/05/2020	613	3,5	500	0,543918919	180
30/05/2020	614	3,5	500	0,543918919	180
31/05/2020	611	3,5	500	0,543918919	260
02/06/2020	612	3,5	500	0,543918919	250
04/06/2020	613	3,5	500	0,543918919	220
06/06/2020	614	3,5	500	0,543918919	200
07/06/2020	611	3,5	500	0,543918919	200
09/06/2020	612	3,5	500	0,543918919	200
11/06/2020	613	3,5	500	0,543918919	220
13/06/2020	614	3,5	500	0,543918919	170
15/06/2020	611	3,5	500	0,543918919	250
17/06/2020	612	3,5	500	0,543918919	200
19/06/2020	613	3,5	500	0,543918919	250

D'après ce tableau on ne constate, que la réalisation des solutions proposées conduit à obtenir une conductivité dans la norme et qui répond aux exigences de la société.

#### IV.7. Conclusion

Dans cette partie, nous avons traité un problème qui est basé sur l'obtention d'une faible conductivité du JET-A1 en ajoutant une grande quantité d'additif et après le traitement de ce problème, nous avons proposé trois solutions qui nous ont donné, après la vérification, de bons résultats qui répondent à la norme de la raffinerie ainsi que l'exigence de la société

Ces solutions sont :

- L'ajout de 3,5 l de STADIS selon le plan d'expériences et le suivie pendant le mois Mai et Juin.
- La purge de l'eau avant l'injection de l'additif.
- L'utilisation des fioles pour mesurer de façon précise l'additif.

# **CONCLUSION GÉNÉRALE**

## Conclusion générale

---

Ce travail, qui a été effectué, à la raffinerie d'Adrar Sbaa, plus exactement la section de l'unité Topping (U201) d'une part pour description du procédés de traitement du kérosène, et les procédé de démarrage de la section de traitement de kérosène et d'autre part pour trouve la solution au problème proposé présentée sur l'optimisation de l'additif pour amélioré la conductivité de JET-A1.

La fraction de kérosène, récupérée au niveau du 12<sup>ème</sup> et 14<sup>ème</sup> plateau, connaît un domaine d'application très varié à savoir: Application domestique, Carburants pour tracteurs agricoles. Carburants aviation.

Pour confirmer un bon traitement de la fraction de kérosène, cette dernière doit passer au laboratoire, où elle sera soumise à plusieurs analyses telles que : la densité, point d'éclaire, point de congélation, point d'aniline, la cotation interface, la distillation ASTM, la couleur, la viscosité, corrosion la conductibilité électrique, l'acidité.

Suite à notre passage par l'unité de traitement du kérosène, nous avons constaté une utilisation en excès de la base (NaOH) qui sert à neutraliser l'acidité du kérosène ; au cours de notre contribution à l'analyse de la détermination de l'acidité, nous avons réussi à montrer qu'il possible de réduire la concentration (pourcentage massique) de la base utilisé pour la neutralisation. En effet au lieu d'utiliser une solution de 20% dont l'acidité résultante est inférieure à celle exigée par la législation.

D'autre part le problème qui est basé sur l'obtention d'une faible conductivité du JET-A1 en ajoutant une grande quantité d'additif et après le traitement de ce problème, nous avons proposé trois solutions qui nous ont donné, après la vérification, de bons résultats et répondant à la norme ainsi que l'exigence de la société

Ces solutions sont :

- L'ajout de 3,5l de STADIS selon le plan d'expériences et le suivie pendant le mois de Mai et de Juin.
- La purge de l'eau avant l'injection de l'additif.
- L'utilisation des fioles pour mesurer de façon précise l'additif.

Ce travail, nous a ouvert une porte sur un domaine très vaste de l'industrie il nous a permis de concrétiser nos notions théoriques sur le pétrole et sur la procédé industriel, de la distillation, ainsi c'était une occasion pour nous de contribuer à plusieurs analyses au sein du laboratoire, et de familiariser avec les appareils d'analyse plus maîtriser des consignes de sécurité que doivent respecter dans l'industrie.

**RÉFÉRENCES**  
**BIBLIOGRAPHIES**

## Références Bibliographie

---

- [1] Ficher de la région de SBAA (2007).
- [2] Fiche technique de la région de SBAA (2007).
- [3] Documentation SONATRACH ; présentation de la raffinerie d'Adrar RA1D, Edition 2012.
- [4] Jean Pierre WAUQUIER, Le Raffinage du pétrole « procédés de séparation » Édition1998.
- [5] P. Leprince, Le raffinage du pétrole, procédé de transformation, édition Technip 3, Paris 1998.
- [6] P. Wuither, Raffinage et génie chimique, tome 1, Edition Technip, Paris1972.
- [7] Y. Abchi, perspective des exportations des GPL et place de sonatrach sur le marché méditerranéen, revue de l IAP.
- [8] INRS, Fiche toxicologique "White-spirit". (1998), INRS. 5p.
- [9] I.SOCHET, F. FAUBERT, P. GILLARD., Combustion et explosion du kérosène : état de l'art, Combustion 1(4), pp. 229-254.(2001).
- [10] Union française des industries pétrolières. Pétro Dico. Le lexique de l'industrie pétrolière.2007; <http://www.ufip.fr> (UFIP : Siège social : 4, avenue Hoche, 75008Paris).
- [11] Pétrole Lampant - Fiche de données de sécurité. Paris La Défense, Pétroles lampants - Edition : 1998. Total Raffinage Distribution,1997.
- [12] Fiche technique Manuelle opératoire (section de traitement du kérosène)
- [13] HAMRANI ABDELKADER Ingénieur procès Raffiner de SBAA.
- [14] Union Française des Industrie Pétrolière (UIFP), <http://www.ufip.fr>
- [15] Melle HOURIA technicien de laboratoire raffinerie de SBAA.
- [16] NF ISO 5725-2 Décembre 1994 diffusé parAFNOR.

# **ANNEXES**

### Annexe A

Détermination de certaines grandeurs physiques des charges :

**1) Catalyseur :**

La substance qui augmente d'une réaction paraître participer a cette réaction

**2) Masse volumique:**

Est une grandeur physique qui caractérise la masse de cette substance par unité de volume

**3) Point d'éclair:**

Le point d'éclair également appelé point de flash est la température à laquelle il faut Porter un produit pétrolier liquide pour qu'il émette dans des conditions normalisées, des vapeurs en quantité suffisante pour que celle-ci puissent s'enflammer en présence d'une flamme. Cette température ne doit toutefois pas être confondue avec la température d'auto inflammation du produit qui est la température à laquelle le produit s'enflamme spontanément dans l'air.

**4) Le naphthalène :**

Est un hydrocarbure aromatique polycyclique plus précisément un acène à deux cycles de formule brute  $C_{10}H_8$ .

**5) La viscosité:**

La propriété essentielle intervenant dans les problèmes d'écoulement et de comptabilité des liquides. La viscosité est la résistance qu'opposent, les molécules d'un liquide quelconque, à une force tendant à les déplacer. La viscosité d'un corps diminue quand la température augmente.



**Annexe B****Tableau N 01 : Spécification de la tour D201125.**

<b>Ballon D201125</b>	
Capacité m <sup>3</sup>	16.33
Type Densité	Position Verticale 800 kg/m <sup>3</sup>
Pression de test hydraulique	1.5 MPa Verticale 1.65 MPa Horizontale
Pression de design	1.0 Mpa
Pression de service	0.8 Mpa
Température de désigne °C	60
Température de travail (max/normale)	60°C /45°C
Débit de charge	3750 kg/h
Quantité de produit	12 M <sup>3</sup>

**Tableau N02 : Spécification technique des ballons D201108/1.2.**

<b>D201108/1.2</b>	
Capacité m <sup>3</sup>	11.3
Type Densité Nature de la solution	Position Vertical. 800 kg/m <sup>3</sup> 10% NaOH (solution) ; kérosène
Pression de test hydraulique (MPa)	1.5 verticale 1.65 horizontale
Pression de design (MPa)	1.0
Pression de service (MPa)	0.8
Température de design °C	60
Température de travail (normale /max)	45°C /200°C
Quantité de produit	8.33M <sup>3</sup>

**Tableau N03 : Spécification technique de ballon D201126.**

<b>Ballon D201126</b>	
Capacité m <sup>3</sup>	21.54
Type	Position Horizontale
Densité	800 kg/m <sup>3</sup>
Pression de test hydraulique	/ Verticale 1.73 MPa Horizontale
Pression de design	1.15 Mpa
Pression de service	1.0 Mpa
Température de désigne	70°C
Température de service (normale /max)	40°C/60°C

**Tableau N04: Spécification du ballon a lit argileux D201109**

<b>D201109/1.2</b>	
Nom du ballon	Ballon d'élimination des traces de soude
Type du ballon	Vertical
Densité	800 kg/m <sup>3</sup>
produit intérieur	Kerosene
Capacité m <sup>3</sup>	11.3
Pression de test hydraulique (Mpa)	1.5 verticale 1.65 horizontale
Température de désigne °C	60
Pression de désigne (Mpa)	1.0
Température de travail (normale /max)	45 °C /60 °C
Pression de travail (Mpa)	0.8
Débit de charge	3750 kg/h
Quantité de produit	8.09 m <sup>3</sup>

### Annexe C

#### 1/ Préparation de la solution alcaline à 10%

Une solution alcaline à 30% arrive de l'utilité dans le ballon de préparation de solution alcaline à 10% (D-201 123) et est diluée avec de l'eau déminéralisée, ensuite agitée avec de l'air pour homogénéiser la solution

- ✚ Calcul du volume de  $\text{NaOH}_{30\%}$  nécessaire pour la préparation de la soude à 10% :

$$M_{\text{NaOH}} = 40 \text{ g / mole}$$

$$30\% = 30 \text{ g / 100 ml}$$

$$10\% = 10 \text{ g / 100 ml}$$

$$C_{30\%} = 30/40 = 0.75 \text{ mole/100 ml} = 7.5 \text{ mole/l.}$$

$$C_{10\%} = 10/40 = 0.25 \text{ mole/100 ml} = 2.5 \text{ mole/l.}$$

A l'équilibre :

$$n_{10\%} = n_{30\%} \quad \Longrightarrow \quad C_{10\%} V_{10\%} = C_{30\%} V_{30\%}$$

$$\Longrightarrow \quad V_{30\%} = (C_{10\%} V_{10\%} / C_{30\%})$$

Exemple : Volume préparer:  $V_{10\%} = 4 \text{ m}^3$ ;

$$\text{Donc: } V_{30\%} = (2.5 * 4000 / 7.5) = 1333.33 \text{ l}$$

$$d_{30\%} = 1.3279 \quad \text{Alors: } m_{30\%} = 1333.33 * 1.3279 = 1770.53 \text{ Kg} = 1.77 \text{ tn}$$

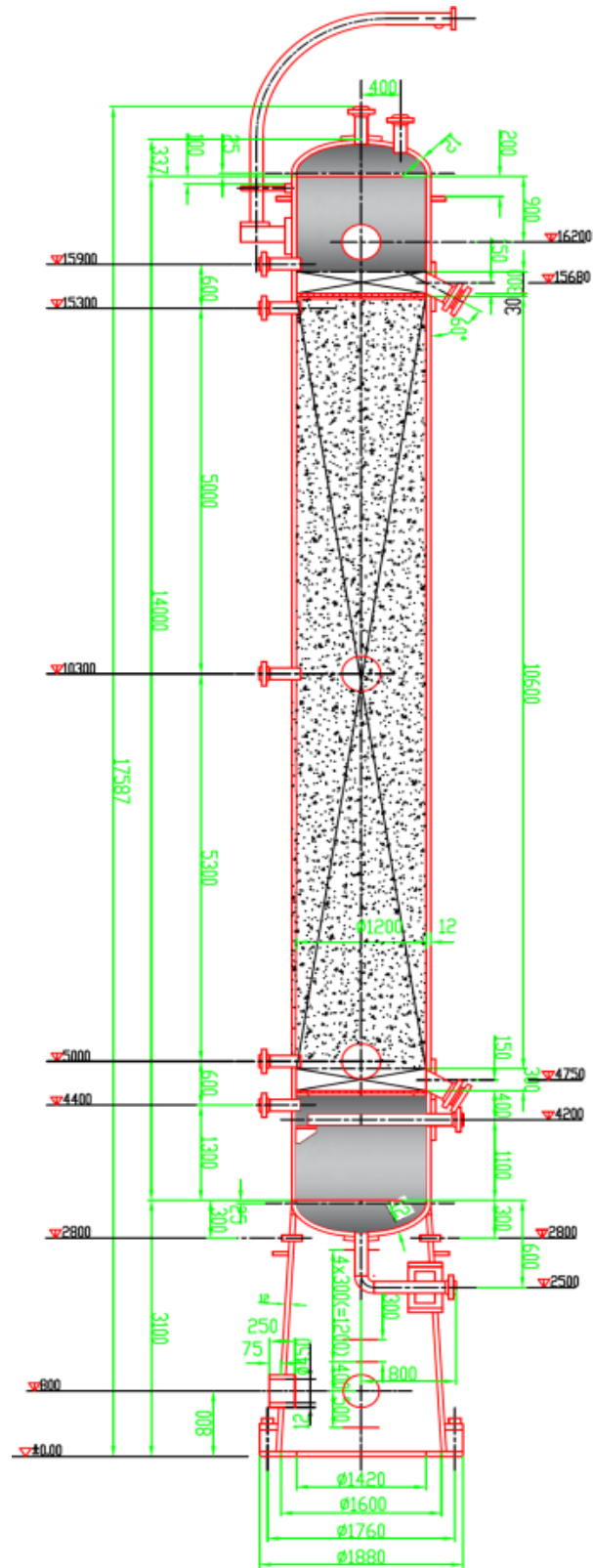
D-201123 :  $\phi 2000 \times 2600 \text{ mm}$  (préparation de volume :  $8.1 \text{ m}^3$ ) :

- ✚ Remplissez le ballon avec l'eau déminéralisée jusqu'au 10 cm ;
- ✚ Introduire  $2,13 \text{ m}^3$  de la soude 30% (équivalent de 68 cm) ;
- ✚ Ajouter l'eau déminéralisée jusqu'à 1m55 de niveau ;
- ✚ Injecter de l'air au fond du ballon pour homogénéiser la solution.

#### 2/ Procédure de chargement de l'adsorbant RA-01(D125)

- ✚ Fixer la plaque de tamis inférieure amovible.
- ✚ Emballez deux couches de fil d'acier inoxydable de 40 & 60 mesh sur la plaque de tamis.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\phi 15 \text{ mm}$  avec une hauteur de 100 mm au-dessus.
- ✚ Ensuite, placez billes céramique d'alumine inerte  $\phi 6 \text{ mm}$  avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Ensuite, placez billes céramique d'alumine inerte  $\phi 3 \text{ mm}$  avec une hauteur de 100 mm.

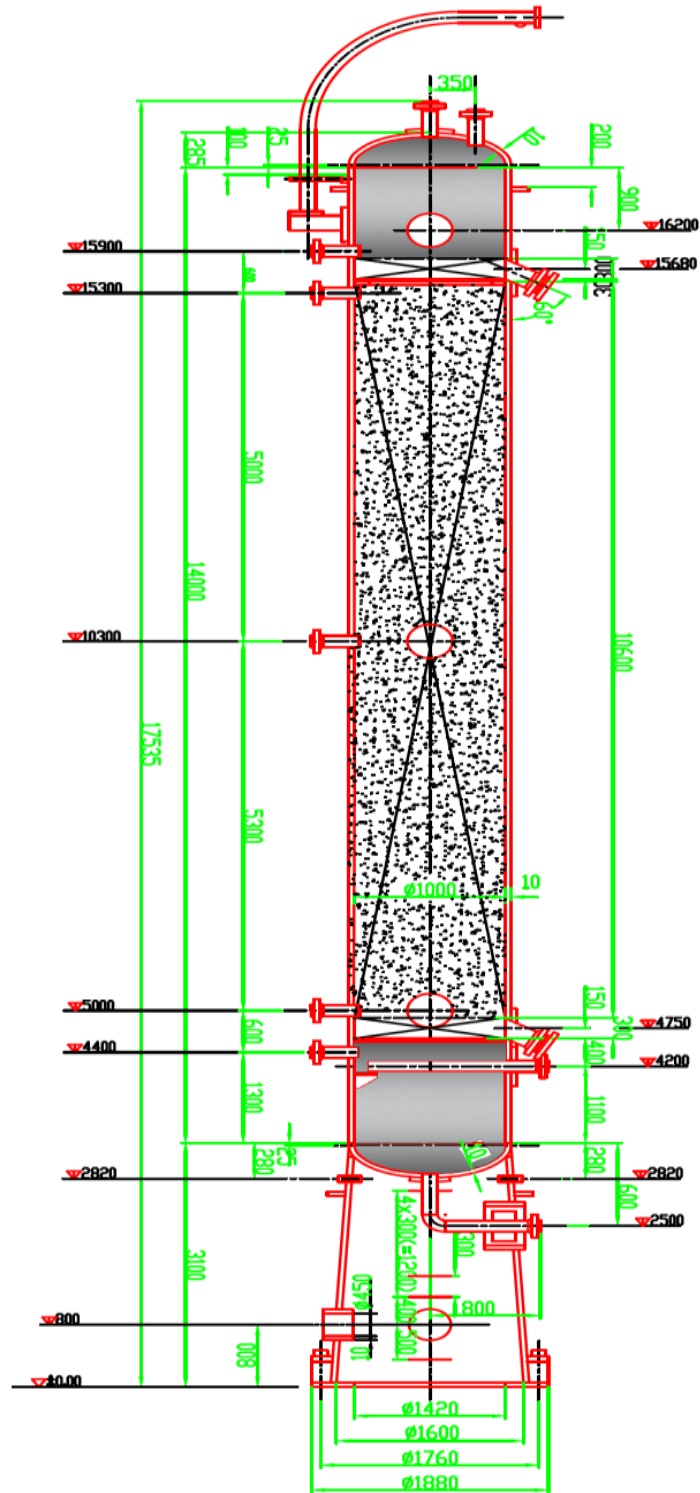
- ✚ Charger l'adsorbant spécial RA-01 avec une hauteur de 10600 mm (environ 12 m<sup>3</sup>) au-dessus des billes céramiques jusqu'à atteindre la plaque supérieure du tamis.
- ✚ Chargez l'adsorbant dans un jour sec autant que possible.
- ✚ Pendant le chargement, prenez des mesures pour réduire les dommages et les pertes.
- ✚ Placer le support métallique au-dessous du deuxième trou d'homme.
- ✚ Après une quantité suffisante d'adsorbant spécial RA-01, fixer fermement la plaque de tamisage puis placer une couche de 40 mesh et une couche de fil d'acier inoxydable de 60 mesh.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\phi 3$  mm avec une hauteur de 100 mm et ensuite, placer billes céramique d'alumine inerte  $\phi 6$  mm avec une hauteur de 100 mm, ensuite placer billes céramique d'alumine inerte  $\phi 15$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Procéder à la fermeture du trou d'homme supérieur et déplatinage.



Annexe C- Ballon D-125

### 3/ Procédure de chargement des ballons (D108/1-2)

- ✚ Fixer la plaque de tamis inférieure amovible.
- ✚ Emballez deux couches de fil d'acier inoxydable de 40 & 60 mesh sur la plaque de tamis.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\phi 15$  mm avec une hauteur de 100 mm au-dessus.
- ✚ Ensuite, placez billes céramique d'alumine inerte  $\phi 6$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Ensuite, placez billes céramique d'alumine inerte  $\phi 3$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Charger le catalyseur avec une hauteur de 10600 mm (environ  $8.33 \text{ m}^3$ ) au-dessus des billes céramiques jusqu'à atteindre la plaque supérieure du tamis.
- ✚ Chargez l'adsorbant dans un jour sec autant que possible.
- ✚ Pendant le chargement, prenez des mesures pour réduire les dommages et les pertes.
- ✚ Après une quantité suffisante du catalyseur, fixer fermement la plaque de tamisage puis placer une couche de 40 mesh et une couche de fil d'acier inoxydable de 60 mesh.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\phi 3$  mm avec une hauteur de 100 mm et ensuite, placer billes céramique d'alumine inerte  $\phi 6$  mm avec une hauteur de 100 mm, ensuite placer billes céramique d'alumine inerte  $\phi 15$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Procéder à la fermeture du trou d'homme supérieur et déplatinage.

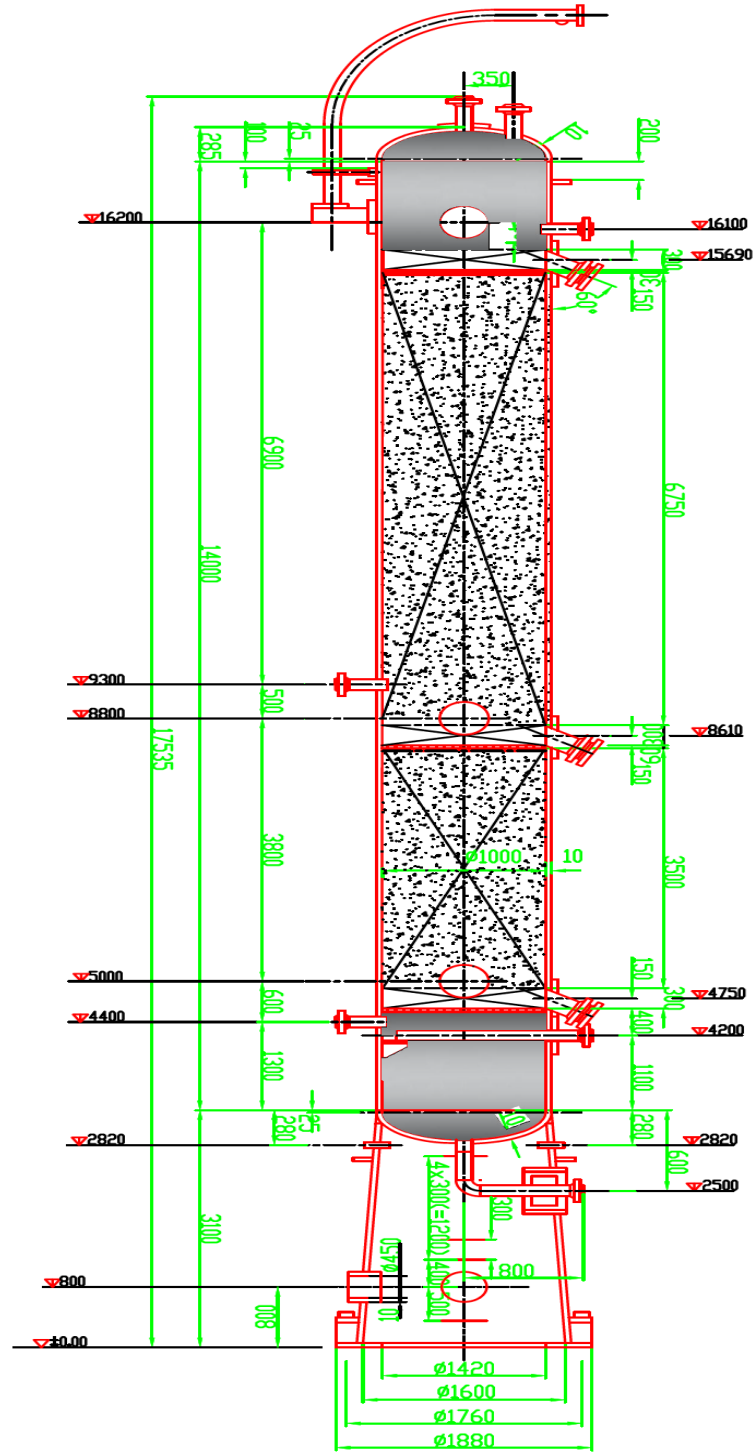


Annexe C- Ballon D-108/1-2.

### 4/Procédure de chargement de JH-01-GX (D109/1-2)

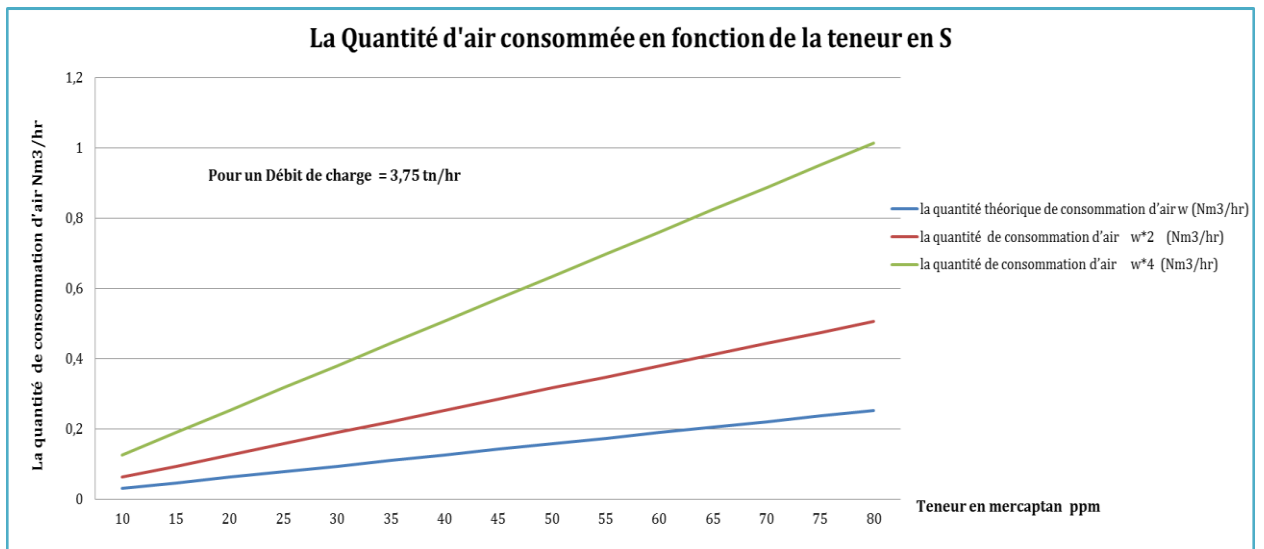
- ✚ Fixer la plaque de tamis inférieure amovible.
- ✚ Emballez deux couches de fil d'acier inoxydable de 40 et 60 mailles sur la plaque de tamis.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\varnothing 25$  mm avec une hauteur de 200 mm au-dessus.
- ✚ Ensuite, placez billes céramique d'alumine inerte  $\varnothing 6$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Charger l'argile avec une hauteur de 3500 mm au-dessus des billes céramiques.
- ✚ Fixer la plaque de tamisage puis placer une couche de 40 mesh et une couche de fil d'acier inoxydable de 60 mesh.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\varnothing 25$ mm avec la taille de 200mm et ensuite, placer billes céramique d'alumine inerte  $\varnothing 6$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Charger l'argile avec une hauteur de 6750 mm au-dessus des billes céramiques.
- ✚ Pendant le chargement, prenez des mesures pour réduire les dommages et les pertes.
- ✚ Après une quantité suffisante de JH-01-GX, fixer fermement la plaque de tamisage puis placer une couche de 40 mesh et une couche de fil d'acier inoxydable de 60 mesh.
- ✚ Placer les billes céramiques d'alumine inerte de  $\varnothing 25$ mm avec la taille de 200mm et ensuite, placer billes céramique d'alumine inerte  $\varnothing 6$  mm avec une hauteur de 100 mm.
- ✚ Chargez l'adsorbant dans un jour sec autant que possible.






Annexe C- Ballon D-109/1-2

Annexe D



Annexe D- La quantité d'air injecté



		<b>Sonatrach Activité RPC</b> <b>Division Raffinage BP 130 Sidi Arcine Baraki Alger</b> <b>Tél 021.67.21.12 Fax 021.67.21.96 Raffinerie d'Adrar RAID</b>				
SPECIFICATION AFQRJOS issue N°30						
Certificat N°: prise d'échantillon le: Accord laboratoire du : PRODUIT : JET A1			<b>RESERVOIR</b>  <b>N°30307</b>			
CARACTERISTIQUES	UNITES	NORMES	LIMITES		RÉSULTATS	
			MIN	MAX		
Aspect		Visuel	Clair et Limpide		Clair et Limpide	
contamination particule	mg/L	ASTM D 5452		1	0,1	
comptage des particules: ≥4µm, ≥6µm ≥14µm, ≥21µm, ≥25µm, ≥30µm,			report			
Acidité totale	mgKOH/g	ASTM D 3242	-	0,015	0,0025	
couleur sybolt			report		30	
Aromatiques	% vol	ASTM D 1319	-	25	11	
Soufre total	% masse	ASTM D 2622	-	0,3	0,04	
Soufre mercaptan	% masse	ASTM D 3227	-	0,003	/	
or Doctor test		ASTM D 4952	negatif		negatif	
Distillation	Point initial	ASTM D 86	A indiquer		161	
	10% vol		-	205	175	
	50% vol		A indiquer		188	
	90% vol		A indiquer		205	
	Point final		-	300	226	
	Résidu		-	1,5	0,9	
	Pertes		-	1,5	0,1	
micro point d'éclair	°C	ASTM D 3828	38	-	49	
Masse volumique à 15°C	Kg/m <sup>3</sup>	ASTM D <del>4000</del>	775,0	840,0	786,9	
Point de congélation	°C	ASTM D 2386	-	-47	-55	
Viscosité à -20°C cst (mm <sup>2</sup> /s)	(mm <sup>2</sup> /s) cst	ASTM D 445	-	8	3,33	
Pouvoir calorifique	MJ/kg	ASTM D 4529	42,8	-	43,5	
Point de fumée	mm	ASTM D 1322	25	-	28	
Point de fumée	mm	ASTM D 1322	19	-	/	
Naphtalènes	% vol	ASTM D 1840	-	3	/	
Corrosion à la lame de cuivre 2 heures à 100°C		ASTM D 130	-	1	1a	
JFTOT Stabilité thermique	Pression différentielle du filtre	mm/Hg	ASTM D 3241	-	25	0
	Cotation du tube	Visuel		-	<3	<1
Gomme actuelles	mg/100ml	ASTM D 381	-	7	0,1	
Microséparomètre (M.S.E.P)	Produit sans stadis	ASTM D 3948	85	-	99	
	Produit avec stadis	ASTM D 3948	70	-	96	
Conductibilité	Ps/m	ASTM D 2624	50	600	370	

CONFORME AUX SPECIFICATIONS AFQRJOS issue N°30

Le Responsable du Laboratoire  
Chami Mohammed

### Annexe D-Fiche technique de JET-A1

## Résumé

Dans ce travail, nous présentons une étude sur l'unité Topping plus précisément la section de traitement de kérosène U201 dont l'objectif est de L'obtention d'une faible conductivité du JET-A1 en ajoutant une grande quantité d'additif (STADIS 450)

Ce traitement est réalisé en deux; la première consiste à décrire les procédés de traitement du kérosène et la deuxième étape représente les procédés de démarrage de la section de traitement du kérosène, et tout cela pour convertir le kérosène en JET-A1. Avant de stocker le kérosène traité (JET-A1) en ajoutant le STADIS pour améliorer la conductivité.

Le problème de faible conductivité du JET-A1 a été résolu avec l'utilisation d'un outil s'appelle diagramme d'ISHIKAWA et les résultats de traitement du kérosène de la raffinerie de SBAA.

**Mots clés: Kérosène, JET-A1, STADDIS, Conductivité, diagramme ISHIKAWA.**

## ABSTRACT

In this work, we present a study on the topping unit more precisely the U201 kerosene treatment. Section, which aims to obtain a low conductivity of JET-A1 by adding a large amount of the additive (STADIS 450)

This treatment is carried out in stage represented in the description of the kerosene treatment process and the starting process of the kerosene treatment section and all this to convert kerosene into JET-A1. Before stock, treated kerosene (JET-A1) adds STADIS to improve conductivity.

This problem of obtaining low conductivity from JET-A1 was solved with the use of a tool called ISHIKAWA diagram and also by the results submitted by the SBAA refinery.

**Keywords: Kerosene, JET-A1, STADDIS, Conductivity, ISIKAWA diagram.**