



République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De L'enseignement Supérieur
et de La Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Appliquées

Département Génie des Procédés

Mémoire
MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Industries Pétrochimique

Spécialité : Génie Pétrochimique

Présenté par :

CHACHA Soundousse

BENINE Aicha

Thème :

**Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de
stabilisation au niveau de l'unité de traitement brut sud (UTBS)
Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Mr : ATTIYA Abas

Dr (UKM Ouargla)

Président

Mr: BENARIMA Zine Abidine

MCA (UKM Ouargla)

Examineur

Mr : BENABIDI Bilal

MCB (UKM Ouargla)

Encadreur

Année Universitaire : 2023/2024



الشكر

الحمد لله الذي بفضلہ وصلنا إلى هذه المرحلة المتقدمة من الدراسة ومنحنا القوة
والصبر والاجتهاد
ونشكر الأستاذ بلال بالعيدي الذي كان معنا في هذا المشوار وسخر لنا وقته
ومجهوداته لإتمام هاته المذكرة
ونشكر كل الأساتذة الذين ساعدونا في مشوارنا الدراسي وخاصة طاقم قسم هندسة
الطرائق ونشكر جزیل الشكر هيئة المناقشة
وبكل سرور، نتقدم بخالص امتناننا لجميع أولئك الذي ساهموا بشكل مباشر أو غير
مباشر في تقدم تدريبنا العلمي
وأیضا نتقدم بالشكر الخاص لشركة سونطراك فرع UTBS وكل طاقم العمل في هذا
الفرع على جهودهم المبذولة من أجلنا ومن أجل تقدم هذا العمل



الإهداء

الحمد لله على البدء والختام

أهدي تخرجي هذا إلى نفسي الطموحة

إلى عائلتي وسندي أبي وأمي ومرة ثانية وبكل فخر وجد بين ثنايا قلبي أهدي تخرجي وثمره

جهدي إلى سندي في الحياة جدتي

أهدي هذا العمل المتواضع إلى صديقاتي وردة وعائشة وآسيا واخواتي

وأقدم جزيل الشكر إلى عمي حوت وعمي بلحاج وعمي عزوزي

شاشة سندس

الإهداء

بكل فخر وإعتزاز أهدي ثمرة نجاحي إلى والدي الذين بفضل الله ثم بفضلهما وصلت إلى هذا التقدم الدراسي وإلى إخوتي سندي في حياتي وبكل حب إلى صديقتي وردة وسندس اللاتي كن مصدر إيجابي في مشواري الدراسي وكل الشكر إلى خالتي الصغرى نجوى على

تشجيعها لي

بنين عائشة

Résumé :

Le traitement du pétrole brut est une étape essentielle qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le gasoil.

L'une des étapes de traitement les plus importantes est l'utilisation de la colonne de stabilisation, qui diminue la tension de vapeur de Reid TVR pour avoir des produits finaux respectant les normes et les spécifications exigées.

Les colonnes de stabilisation sont très utilisées dans l'industrie pétrolière. Cependant ces colonnes de stabilisation peuvent être limitées à cause du problème **d'engorgement**.

Dans ce travail, on présente une étude sur les limites **d'engorgement** pour un écoulement liquide - vapeur en contre-courant dans une colonne de stabilisation.

Mots clés : Engorgement, TVR, Colonne de stabilisation, contre-courant.

Abstract :

Crude oil processing is an essential step that allows crude oil to be transformed into different finished products such as gasoline, heavy fuel oil or diesel.

One of the most important processing steps is the use of the stabilization column, which reduces the Reid vapor pressure RVP to have final products meeting the required standards and specifications.

Stabilization columns are widely used in the petroleum industry. However, these stabilization columns can be limited due to the problem of **Flooding**.

In this work, we present a study on the **Flooding** limits for a countercurrent liquid-vapor flow in a stabilization column.

Keywords: Flooding, RVP, Stabilization column, countercurrent.

ملخص :

تعد معالجة النفط الخام خطوة أساسية تسمح بتحويل النفط الخام إلى منتجات نهائية مختلفة مثل البنزين وزيت الوقود الثقيل أو الديزل.

ومن أهم خطوات المعالجة استخدام عمود التثبيت الذي يقلل نسبة الغازات للحصول على منتجات نهائية مطابقة للمعايير والمواصفات المطلوبة.

تستخدم أعمدة التثبيت على نطاق واسع في الصناعات البترولية. ومع ذلك، يمكن أن تصادف أعمدة التثبيت هذه مشاكل بسبب ظاهرة الإنسداد.

في هذا العمل، تم تقديم دراسة عن حدود ظاهرة إنسداد الناتجة من تدفق البخار والسائل في اتجاهين متعاكسين في عمود التثبيت.

الكلمات المفتاحية: إنسداد ، ضغط البخار راد ، عمود التثبيت ، اتجاهين متعاكسين.

Liste des figures :

Figure I.1 : Situation géographique de l'UTBS.-----	13
Figure I.2: Description de l'unité de traitement de brut -----	14
Figure I.3 : Les manifolds -----	16
Figure I.4 : Train de traitement d'huile brut-----	17
Figure I.5: Séparateur triphasique -----	18
Figure I.6: Séparation d'huile-----	18
Figure I.7: Séparateur diphasique-----	19
Figure I.8: Dessalage -----	20
Figure I.9: Dessaleur-----	20
Figure I.10: Section de stabilisation -----	22
Figure I.11: Description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé-----	23
Figure I.12: Bac de stockage -----	23
 Figure II.1: La colonne de stabilisation	29
Figure II.2: Schéma de description de la colonne de stabilisation	31
Figure II.3: Colonne de stabilisation a plateaux	32
Figure II.4: Les types de colonne a garnissage.....	33
Figure II.5: Les types de colonne à courant croisée	34
 Figure III.1: Le fond de colonne de stabilisation en cas l'engorgement	46
Figure III.2 : La tête de la colonne de stabilisation en cas d'engorgement	47
 Figure IV.1: Schéma de colonne de stabilisation simulée actuellement.....	46
FigureIV.2: Profil de température de la colonne de stabilisation.....	48
 Figure IV.3: Profil de pression de la colonne de stabilisation	49
Figure IV.4: Profil de charge da la colonne de stabilisation	58
Figure IV.5: La colonne de stabilisation dans cas stable	59
Figure IV.6: Diagramme d'équilibre liquide vapeur dans le cas stable.....	59
Figure IV.7: La colonne de stabilisation dans le cas d'engorgement	62
Figure IV. 8: Diagramme d'équilibre liquide vapeur dans le cas d'engorgement.....	63

Liste des tableaux :

Tableau I.1: Les conditions de traitement de pétrole brut	24
Tableau I.2 : Composition de pétrole brut	25
Tableau IV.1: Paramètres de la charge entrée (Courant 34)	51
Tableau IV.2: Compositions de la charge entrée (Courant 34)	51
Tableau IV.3: Paramètres de la charge entrée (Courant 32)	52
Tableau IV.4: Compositions de la charge entrée (Courant 32)	52
Tableau IV.5: Les paramètres de la colonne de stabilisation.....	53
Tableau IV.6: Les paramètres des plateaux de la colonne de stabilisation dans le cas stable ..	54
Tableau IV.7: Les paramètres de la tête de la colonne de stabilisation (Courant 36).dans le cas stable.....	55
Tableau IV.8: Les compositions sorties de la tête de la colonne de stabilisation (Courant 36) dans le cas stable.....	56
Tableau IV.9: Les paramètres au fond de la colonne de stabilisation (Courant 41). dans le cas stable.....	56
Tableau IV.10: Les compositions sorties du fond de la colonne de stabilisation)Courant 41 (. dans le cas stable	57
Tableau IV.11: Les conditions des plateaux de la colonne de stabilisation dans le cas d'engorgement	61
Tableau IV.12: Les paramètres de la colonne de stabilisation dans cas d'engorgement	62

SOMMAIRE :

الشكر	I
الإهداء	II
الإهداء	III
Résumé :	IV
Liste des figures :	V
Liste des tableaux :	VI
SOMMAIRE :	VII
I. Introduction générale :	10

Chapitre I : Traitement de pétrole brut dans l'unité UTBS

I.1.Introduction :	12
I.2. Définition de pétrole brut :	12
I.3. Les types de pétrole brut :	12
I.4. Présentation de l'unité de traitement de brut sud (UTBS) :	12
I.5. Description générale de l'unité UTBS :	13
I.6. Description des systèmes procédés :	14
I.6.1-Description de la collecte du brut non stabilisé des satellites vers UTBS	14
I.6.2-Description les trains de traitement :	16
I.6.2.1-Séparateur tri phasique et réchauffeur d'huile	17
I.6.2.2-Séparateur diphasique et pompes d'alimentation du dessaleur.....	19
I.6.2.3-Package de dessalage	19
I.6.2.4-Colonne de stabilisation.....	20
I.6.2.5-Rebouilleur et pompes de recirculation du rebouilleur.....	21
I.6.2.6-Préchauffeur de la colonne de stabilisation, réchauffeur d'huile et réfrigérants d'huile stabilisée	21
I.6.3-Stockage, comptage et expédition de l'huile stabilisée	22
I.7.Objectifs de l'unité UTBS :	24
I.8.Les conditions de traitement le pétrole brut dans une l'unité UTBS :	24
I.9. Composition du pétrole brut de l'unité UTBS :	25
I.10.Conclusion :	26

Chapitre II : La colonne de stabilisation

II.1. Introduction.....	28
II.2. Définition de la colonne de stabilisation.....	28
II.3. Description de la colonne de stabilisation	28
II.4. Principe de fonctionnement d'une colonne de stabilisation	29
II.5. Les types de la colonne de stabilisation	31
II.5.1. La colonne à plateaux	31
II.5.2. Colonne à garnissage	32
II.5.2-1. Les types de la colonne à garnissage	32
II.6. Nombre de plateau théorique à reflux opératoire	34
II.7. Bilan de matière de la colonne stabilisation :	35
II.7.1 Bilan matière de la zone de rectification :	36
II.7.2. Bilan matière de la zone d'épuisement :	36
II.7.3 Bilan matière de la zone d'alimentation :	37
II.8. Bilan thermique de la colonne :	38
II.9. Choix de la pression dans la colonne stabilisation :	39
II.10. Régime de la température dans la colonne de stabilisation :	40
II.11. Taux de reflux optimal :	40
II.12. Taux de remouillage optimal.....	41

II.13. La pression et la température et le TVR dans la colonne de stabilisation :	41
II.14. Les paramètres de la colonne de stabilisation :	42
II.14.1. La hauteur de la colonne de stabilisation :	42
II.14.2 L'espacement entre les plateaux :	42
II.14.3. Diamètre de la colonne :	42
II.15. Conclusion :	43

Chapitre III : Phénomène d'engorgement

III.1. Introduction :	45
III.2. Généralités sur le phénomène d'engorgement :	45
III.3. Les causes de l'engorgement :	45
III.4. Évitez l'apparition de l'engorgement :	45
III.5. Cas d'engorgement :	46
III.6. Après l'engorgement :	47
III.7. Conclusion :	48

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

IV.1. Introduction.....	50
IV.2. Simulation de la colonne de stabilisation avec logiciel HYSYS:	50
IV.3. Simulation de la colonne de stabilisation actuellement.	51
IV.3.1- Cas stable (pas d'engorgement).....	54
IV.3.2-Cas d'engorgement : (augmentation de la température au fond de la colonne)	61
IV.4. Conclusion :	63
Conclusion générale :	65
Bibliographies :	67

A decorative horizontal border with a scroll-like appearance, featuring a vertical strip on the left and rounded ends on the right.

Introduction générale

I. Introduction générale :

Le pétrole, souvent appelé pétrole brut, est l'un des liquides les plus courants. Il s'agit d'un liquide naturel composé principalement d'un mélange complexe d'hydrocarbures, extrait de formations géologiques souterraines. Le pétrole brut, extrait de puits, est raffiné pour produire une large gamme de produits pétrochimiques. Il est classé en différents groupes, tels que l'huile lourde, moyenne et légère, selon des critères tels que la densité et la composition chimique.

Le traitement du pétrole brut est une étape essentielle de l'industrie pétrolière. De nombreuses unités dans le monde traitent le pétrole brut, dont l'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS), située à Hassi Messaoud en Algérie. Cette unité élimine le gaz, l'eau et les sels (salinité) du pétrole, et ajuste la Teneur en Vapeur Reid (TVR) pour obtenir une huile conforme aux normes de commercialisation.

La colonne de stabilisation est un élément clé de nombreux processus industriels, notamment dans les industries chimiques et pétrolières. Son rôle principal est de séparer les composants volatils d'un mélange liquide pour stabiliser le produit final. L'engorgement est un point de fonctionnement critique dans une colonne de stabilisation, survenant lorsque la perte de pression linéique atteint 15 mbar/m, correspondant à 100% de la capacité de la colonne. Ce phénomène se produit lorsque les débits de gaz et de liquide introduits dans la colonne atteignent des valeurs maximales, entraînant une accumulation de liquide et une augmentation de la pression différentielle à l'intérieur de la colonne.

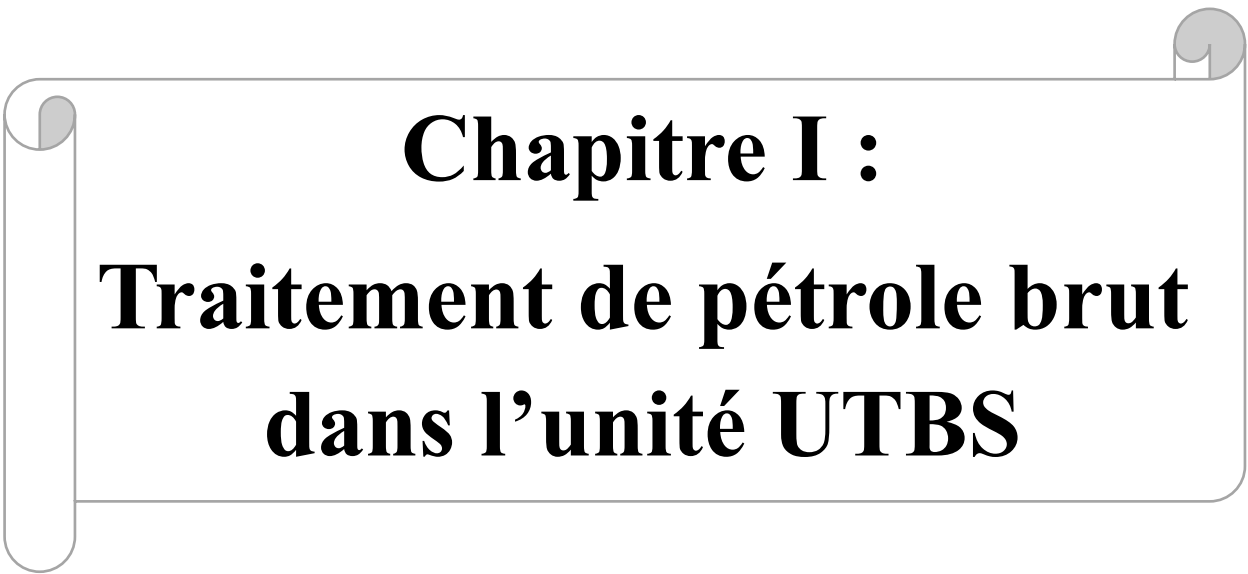
Dans ce mémoire, nous avons rédigé 4 chapitres :

Chapitre I : Traitement de pétrole brut dans l'unité UTBS

Chapitre II : La colonne de stabilisation

Chapitre III : Etude l'engorgement

Chapitre IV : L'engorgement des plateaux de la colonne de stabilisation

A decorative frame resembling a scroll, with a light gray border and rounded corners. The top right corner features a small gray circular element, and the left side has a vertical gray bar with a rounded end.

Chapitre I :

Traitement de pétrole brut dans l'unité UTBS

I.1.Introduction :

L'UTBS est une unité de traitement de brut conçue pour recevoir et traiter L'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants dans la région de Hassi-Messaoud Sud, et pour expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud el Hamra via le pipeline de 24 pouces CIS- HEH. Environnementalement, le gaz associé est utilisé comme combustible, avec l'excédent dirigé vers l'unité de GPL située au CIS. Deux puits d'eau d'Al-bien et des bassins d'évaporation sont également inclus dans l'installation.

I.2. Définition de pétrole brut :

Le pétrole est celle d'une huile minérale naturelle, également connu sous le nom d'or noir, couleur très foncée, composée essentiellement d'hydrocarbures paraffinés, naphthéniques et aromatiques. Le pétrole est fluide content des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. Le pétrole est une énergie fossile issue de la transformation lente de matière organique, souvent végétale, que se dépose sur le fond des océans et se transforme en hydrocarbure. Sa formation remonte à environ 20 à 350 millions d'années.

I.3. Les types de pétrole brut :

Selon les sources fournies, les différents types de pétrole brut sont classés en fonction de leur densité API. On distingue principalement trois types de pétroles bruts en fonction de leur densité [2].

1-Pétroles lourds : Ils ont une densité API inférieure à 25° et contiennent plus de fioul.

2-Pétroles moyens : Leur densité API se situe entre 25°et 35°.

3- Pétroles légers : Ces pétroles ont une densité API supérieure à 35°et contiennent plus d'essence.

Ces classifications basées sur la densité API permettent de différencier les types de caractéristiques physiques et de leur composition. [5]

API : American petroleum institute

I.4. Présentation de l'unité de traitement de brut sud (UTBS) :

L'UTBS est une unité de traitement de brut Sud destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants dans la région d'Hassi-Messaoud Sud et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra. Le site est

situé à 7 Km au Sud-Ouest du Centre Industriel Sud (CIS). Une unité affiliée à Sonatrach. L'UTBS a été mise en marche en septembre 2010 [1]

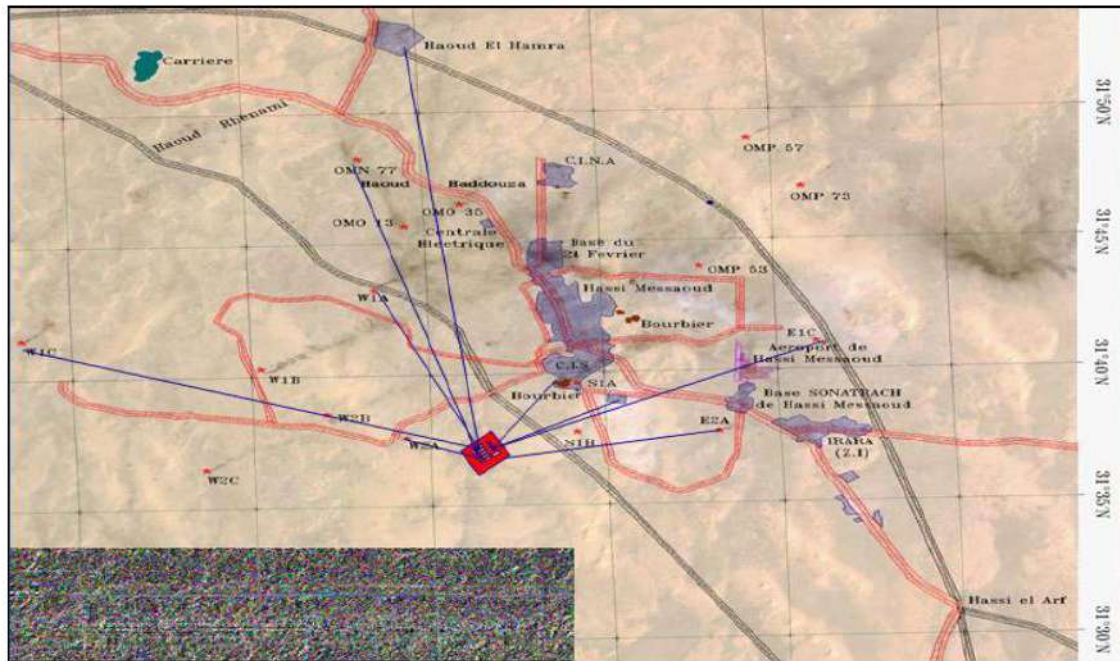


Figure I.1 : Situation géographique de l'UTBS.

I.5. Description générale de l'unité UTBS :

L'UTBS comprend les unités suivantes :

- Un réseau de collecte de brut (6 pipelines) pour acheminer l'huile non stabilisée des satellites existants vers la nouvelle installation.
- Trois unités de traitement de brut afin de dessaler et stabiliser le brut provenant de ces satellites.
- Une unité de traitement d'huile hors-spec et un bac de stockage d'huile hors-spec.
- Quatre bacs Une unité de compression comportant 4 trains.
- de stockage d'huile stabilisée.
- Une pomperie d'expédition de l'huile stabilisée.
- Un système de comptage d'huile stabilisée.
- Des pipelines d'expédition (huile stabilisée, gaz associé, eau traitée).
- Les systèmes utilités nécessaires aux unités de procédés :
 - Gaz combustible.
 - Torches.
 - Drains fermés.
 - Eau brute.

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

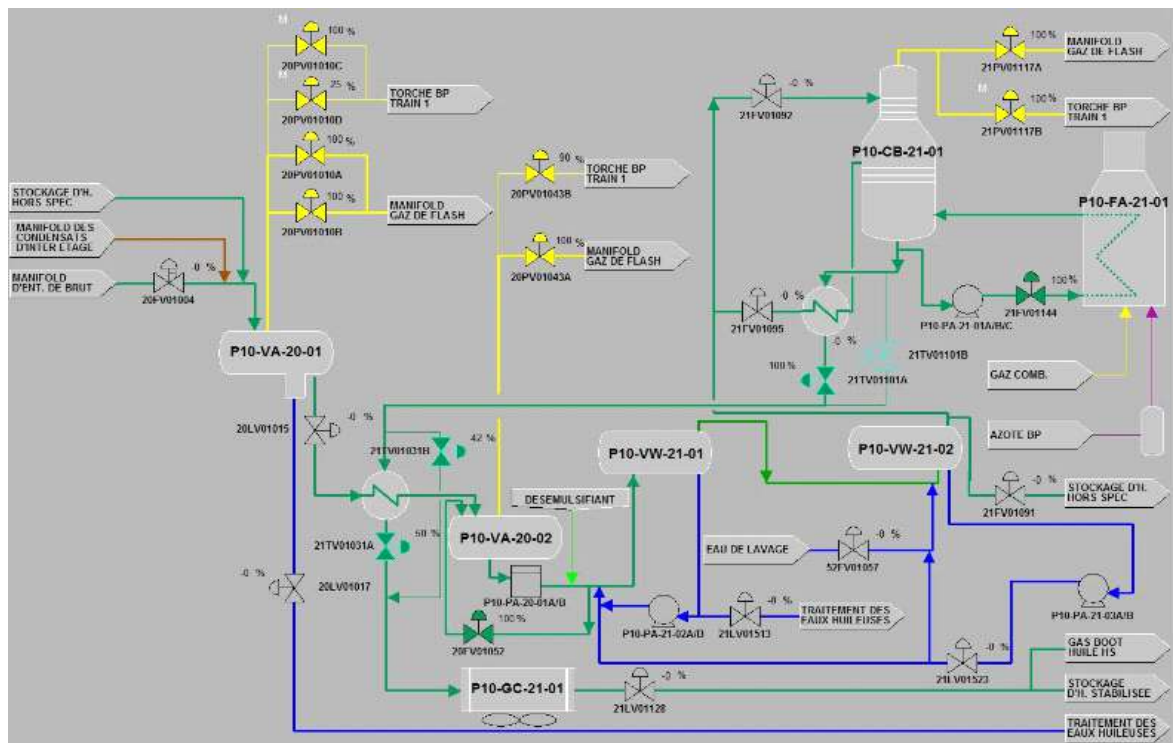


Figure I.2: Description de l'unité de traitement de brut

I.6. Description des systèmes procédés :

I.6.1-Description de la collecte du brut non stabilisé des satellites vers UTBS

Des puits producteurs alimentent les plateformes satellites existantes où une première séparation huile/gaz/eau est réalisée

Au niveau de chaque plateforme satellite, le brut non stabilisé est pompé du séparateur

triphasique vers les installations existantes du CIS (Complexe Industriel Sud) ou vers la nouvelle unité UTBS via le nouveau réseau de collecte.

Un ensemble de connexions ("tie-ins") est réalisé afin de relier les plateformes satellites existantes au nouveau réseau de collecte.

Le nouveau réseau de collecte permet d'acheminer le brut non stabilisé des plateformes satellites existantes vers le manifold M01 situé à l'entrée de l'UTBS :

- Le satellite existant W1C est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 20" ;
- Le satellite existant W1A est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 12" ;
- Le satellite existant W2A est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 12" ;
- Le satellite existant E1C est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 14" ;
- Le satellite existant E2A est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 10" ;
- Le satellite existant S1A est connecté au manifold M01 par un nouveau pipeline enterré de 10".

Chaque pipeline de collecte dispose d'une gare de racleur de départ située au niveau du satellite et d'une gare de racleur d'arrivée située au niveau du manifold d'arrivée M01 à l'UTBS.

Les gares sont prévues pour des racleurs conventionnels.

Chaque gare de racleur de départ dispose d'un réservoir de drain atmosphérique enterré pour récupérer le liquide présent dans la gare après une opération de raclage. La dépressurisation de la gare et la décharge de la soupape d'expansion thermique sont réalisées vers ce réservoir. Le liquide stocké dans le réservoir est ensuite vidé par camion équipé d'un tuyau suçoir. Le manifold M01 est constitué de deux collecteurs : un 24" opérant pression normale (13.5 barg) en phase liquide

Alimentant les trois unités d'huile et le système hors-spec, et un 16" opérant à basse pression (3 barg) en phase mixte alimentant le système hors-spec lorsque les pompes d'expédition d'huile de deux satellites au maximum sont hors-services. [9]



Figure I.3 : Les manifolds

I.6.2-Description les trains de traitement :

L'huile brute provenant des satellites ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant car elle peut dégazer.

Afin de pouvoir la stocker puis l'expédier, celle-ci doit répondre aux spécifications suivantes :

- TVR de l'huile compatible avec un stockage à température ambiante, c'est-à-dire 7 psis pour une température extérieure de 50°C (en été) et jusqu'à 10 PSI pour une température extérieure de 25°C maximum (en hiver).
- Salinité inférieure ou égale à 40 mg/L.
- Teneur en eau insoluble dans le brut stabilisé inférieure ou égale à 0.1%.

Pour atteindre ces spécifications, plusieurs étapes sont nécessaires :

- Premier dégazage et réchauffage de l'huile dans les séparateurs triphasiques, diphasiques et réchauffeur d'huile.
- Dessalage effectué grâce à deux séparateurs électrostatiques montés en série.
- Stabilisation du brut dans une colonne de stabilisation avec préchauffage de l'huile En amont et rebouillage avec un four.

- Refroidissement du brut stabilisé en vue de son stockage par l'intermédiaire des préchauffeurs de la colonne.

Chaque unité de traitement d'huile comprend : (Figure I.6)

- Un séparateur triphasique.
- Un réchauffeur d'huile.
- Un séparateur biphasique.

- Un paquage de dessalage comprenant
 1. premier étage de dessalage.
 2. deuxième étage de dessalage.
 3. deux pompes de recyclage d'eau premier étage.
 4. deux pompes de recyclage d'eau deuxième étage.
- Une colonne de stabilisation.
- Trois pompes de recirculation du rebouilleur.
- Un rebouilleur.
- Un réfrigérants d'huile stabilisée.

Chaque étape est décrite en détail dans les paragraphes ci-dessous.

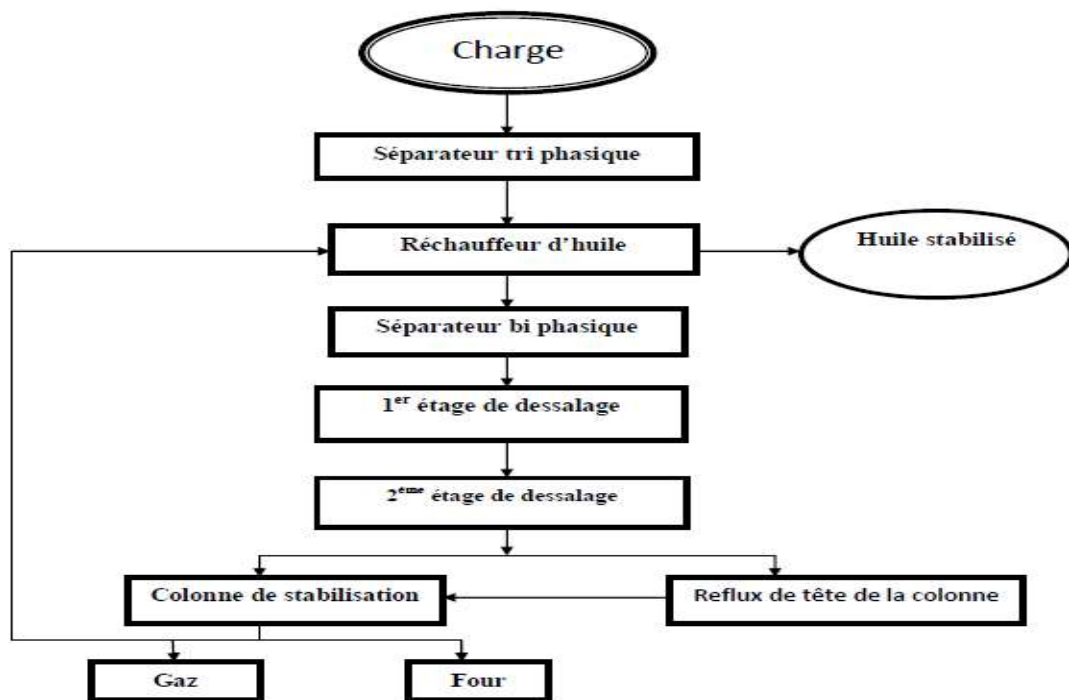


Figure I.4 : train de traitement d'huile brut.

I.6.2.1-Séparateur tri phasique et réchauffeur d'huile

Le séparateur tri phasique constitue le premier étage de séparation. Il reçoit l'huile provenant directement des satellites, ainsi que les condensats récupérés dans les séparateurs inter-étage de la compression et l'huile recyclée provenant du système d'huile hors-spec.

Le gaz est envoyé par contrôle de pression vers l'unité de compression et l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité.

L'huile, grâce à un contrôleur de niveau, est envoyée vers le réchauffeur d'huile et l'eau provenant du procédé, est collectée dans un appendice appelé ("boot") puis envoyée vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

L'huile provenant du séparateur triphasique passe par les tubes du réchauffeur (Échangeur) d'huile, côté chambre, pour être chauffée à 70°C qui est la température opératoire optimale du package de dessalage. L'échange thermique nécessaire est fourni par l'huile stabilisée chauffée à 120°C, provenant du fond de colonne, et passant côté calandre des échangeurs.



Figure I.5: Séparateur triphasique

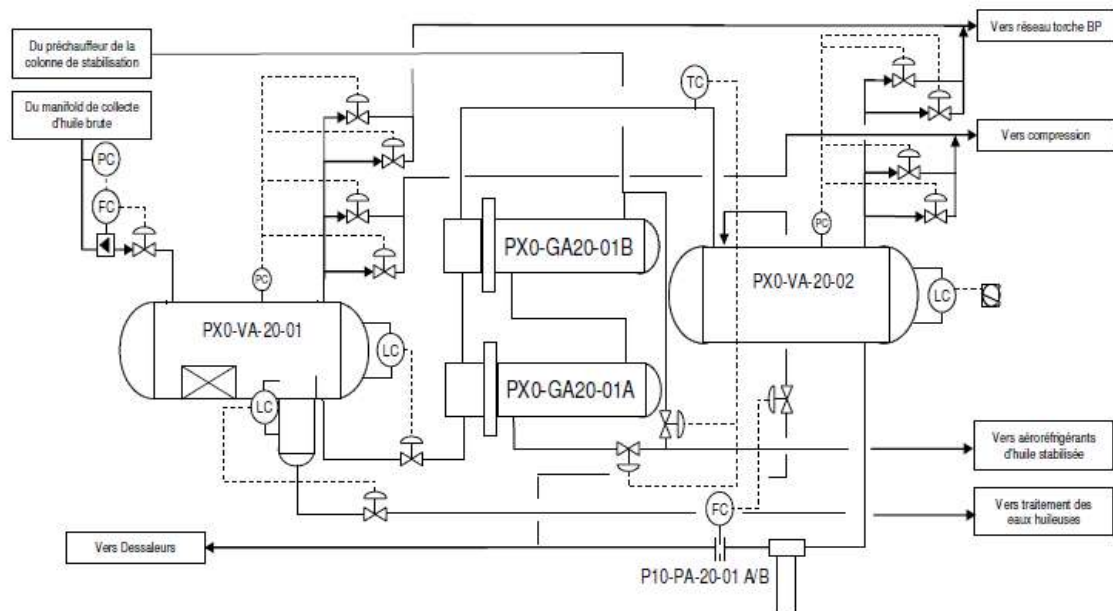


Figure I.6: Séparation d'huile

I.6.2.2-Séparateur diphasique et pompes d'alimentation du dessaleur

L'huile chauffée à 70°C alimente le séparateur diphasique qui constitue le deuxième étage de séparation.

Le gaz de flash dû à la chauffe dans le réchauffeur d'huile et à la détente à 5 bars dans le séparateur diphasique est envoyé vers la compression, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité.

L'huile est pompée du séparateur diphasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales.



Figure I.7: Séparateur diphasique

I.6.2.3-Package de dessalage

Le package de dessalage permet de diminuer la teneur en sel et en eau, à la sortie du package à 0.1% volume et la concentration en sel à 20 mg/l équivalent afin de respecter les spécifications en eau et sel de l'huile stabilisée au niveau du stockage et de limiter l'encrassement de la colonne par dépôts de sel.

L'eau coalescée dans le premier étage de dessalage est envoyée vers le package de traitement des eaux huileuses.

Le brut sortant du premier étage de dessalage est ensuite mélangé avec de l'eau et est envoyé vers le deuxième étage de dessalage.

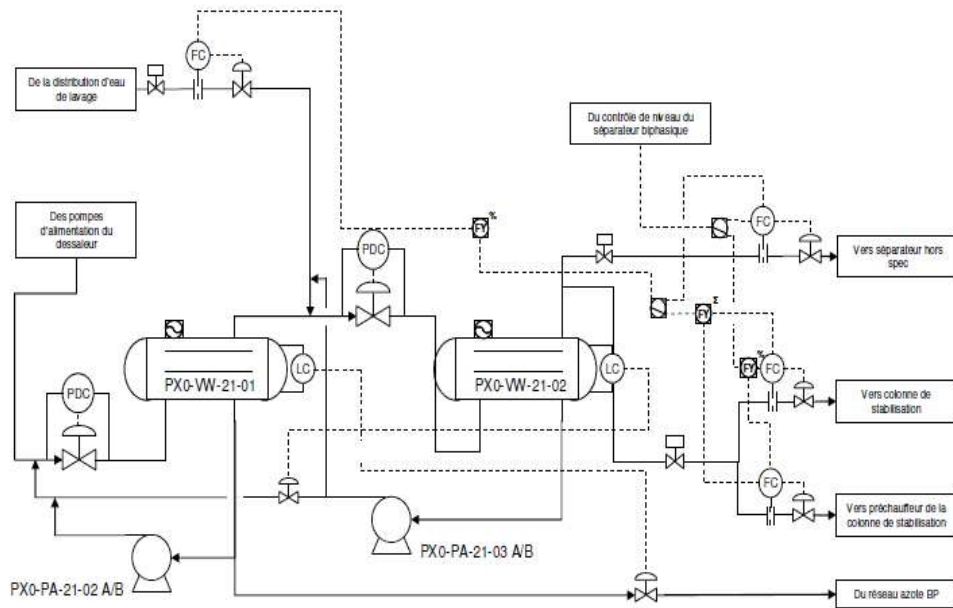


Figure I.8: Dessalage



Figure I.9: Dessaleur

I.6.2.4-Colonne de stabilisation

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation :

- 20% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide).
- 80% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation (alimentation chaude de la colonne).

La colonne de stabilisation opérant à 5 bars permet de retirer les composés les plus légers du brut et d'atteindre en fond de colonne la TVR requise pour le stockage. Son principe

de fonctionnement est la distillation qui consiste à mettre en contact à différentes températures un liquide et une vapeur. Un équilibre est créé entre le liquide et la vapeur dont le résultat est l'augmentation de la concentration des fractions légères dans le gaz et l'augmentation de la concentration des fractions lourdes dans le liquide.

I.6.2.5-Rebouilleur et pompes de recirculation du rebouilleur

Une partie de l'huile en fond de colonne alimente le rebouilleur grâce aux pompes de recirculation du rebouilleur. Le four apporte la chaleur nécessaire à la stabilisation et permet la vaporisation d'une partie de l'huile stabilisée, créant ainsi la vapeur nécessaire à la distillation du brut. Le retour vers la colonne du mélange diphasique en sortie du rebouilleur est réalisé sous le plateau 1.

L'huile alimentant le four entre dans la section de convection et s'écoule à contre-courant des fumées provenant de la section de radiation. Le fluide entre ensuite dans la section de radiation où il est vaporisé en partie.

I.6.2.6-Préchauffeur de la colonne de stabilisation, réchauffeur d'huile et réfrigérants d'huile stabilisée

L'huile stabilisée chaude (entre 135 °C dans le cas hiver et 160°C dans le cas été) sort de la colonne et passe côté calandre dans le préchauffeur de la colonne de stabilisation puis côté calandre dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi de sa chaleur à l'huile non stabilisée. Le refroidissement final avant stockage est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée. L'huile ainsi refroidie peut-être envoyée vers les bacs de stockage d'huile stabilisée ou vers le bac de stockage d'huile hors spec.

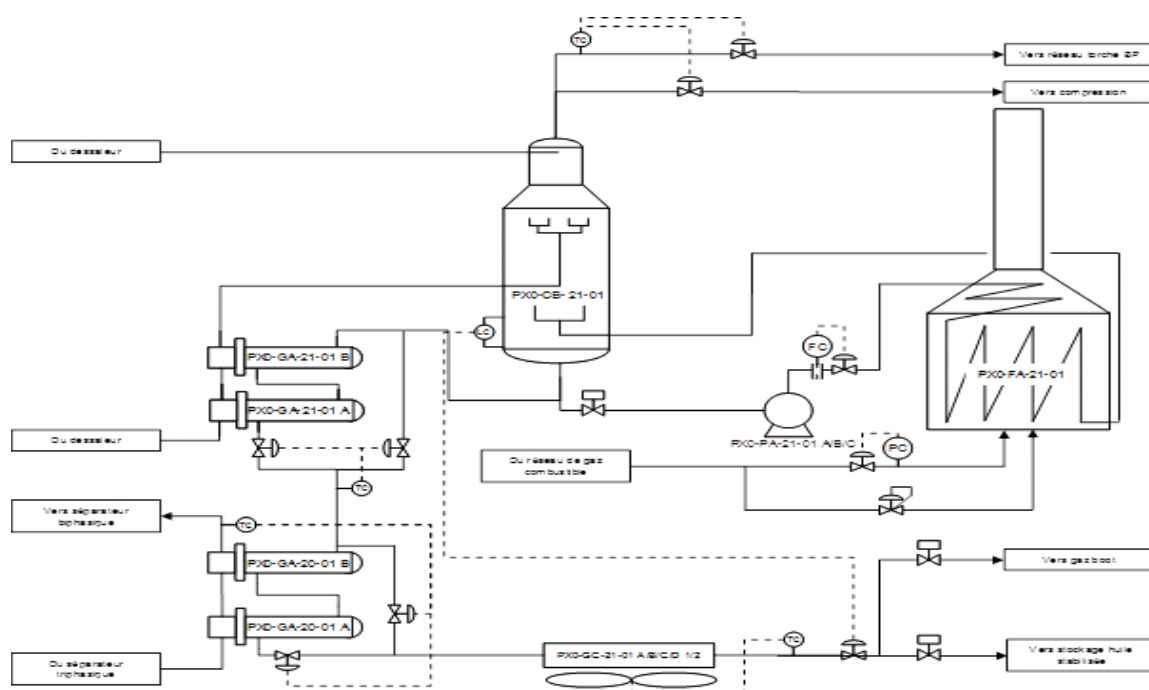


Figure I.10: Section de stabilisation.

I.6.3-Stockage, comptage et expédition de l'huile stabilisée

Le brut stabilisé est ensuite stocké dans 4 bacs à toit flottant ayant chacun une capacité brute de 50 000 m³.

La pomperie d'expédition est composée de pompes de gavage (4 x 33%) et de pompes d'expédition (4 x 33%).

Un comptage transactionnel (et non fiscal) est implanté avant la ligne d'expédition vers CIS.

La ligne d'expédition de brut stabilisé de 30" à partir de l'UTBS se raccorde sur la nouvelle ligne 24 pouces CIS-HEH réalisée par le Maître de l'Ouvrage. Le point de raccordement est situé à l'intérieur du CIS, à proximité des pompes d'expédition existantes et proche de la gare de racleurs départ vers HEH (30 m environ). Le raccordement se fait sur la partie aérienne de la canalisation, avant son enfouissement. A noter que le point de raccordement sur la pipe d'expédition vers HEH, est équipé d'une vanne Ø 24" série 300 existante.

La ligne est équipée de gares de racleur départ/arrivée et pourvu de vannes de sectionnement.

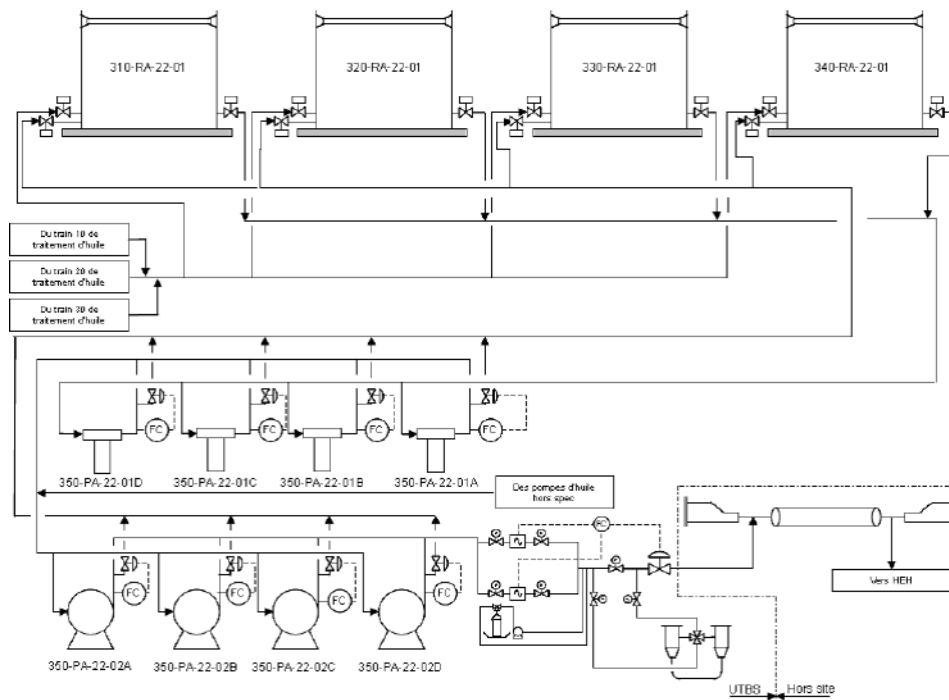


Figure I.11: Description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé



Figure I.12: Bac de stockage

I.7.Objectifs de l'unité UTBS :

-L'UTBS est conçu pour produire jusqu'à 300 000 barils de brut stabilisé par jour (47700 m3/j).

Les caractéristiques de l'huile stabilisée à UTBS sont les suivantes :

Tension de vapeur Reid (TVR) : Inférieure ou égale à 10 psis en hiver et inférieure ou égale à 7 psis dans le cas été.

Teneur en eau et sédiments (BSW) : Inférieure ou égale à 0.1% vol

Salinité : Inférieure ou égale à 40 mg/L

- D'améliorer les spécifications des produits.
- D'augmenter la production d'huile stabilisée.
- Atteindre 80% de la production totale d'huile stabilisée.
- Délocalisation et amélioration de la sécurité des installations.
- Produire en toute sécurité.

I.8.Les conditions de traitement le pétrole brut dans une l'unité UTBS :

Deux cas ont été considérés pour le dimensionnement des équipements sur UTBS, un cas été et un cas hiver. Les principaux critères de dimensionnement des équipements dans les deux cas sont définis dans le tableau suivant :

Tableau I.1: Les conditions de traitement de pétrole brut

	Cas « été »	Cas « hiver »
Température à l'entrée d'UTBS	50°C	10°C
TVR (2) huile stabilisée spécifiée dans les bases de design (à 37.8°C)	7.5 psis (1)	10 psis
TVR huile stabilisée fournie par UTBS.	7 psis (1)	10 psis
Température ambiante maximum	50°C	25°C
Température huile stabilisée vers stockage	60°C (1)	40 °C
Température gaz en sortie d'UTBS vers expédition	70 °C	55 °C

La température de l'air pour le calcul thermique des aéroréfrigérants des hydrocarbures (huile et gaz) est de 50°C. L'approche thermique des aéroréfrigérants est de 10°C minimum. Par conséquent, les aéroréfrigérants d'huile stabilisée ne sont pas dimensionnés pour atteindre une température inférieure à 60°C en plein été au débit maximal. A 60°C, pour que l'huile stabilisée ne se vaporise pas à la pression atmosphérique, la TVR doit être de 7 PSI minimum. UTBS a été conçue de manière à permettre de produire 300 000 BPD d'huile avec une TVR de 7 psis.

I.9. Composition du pétrole brut de l'unité UTBS :

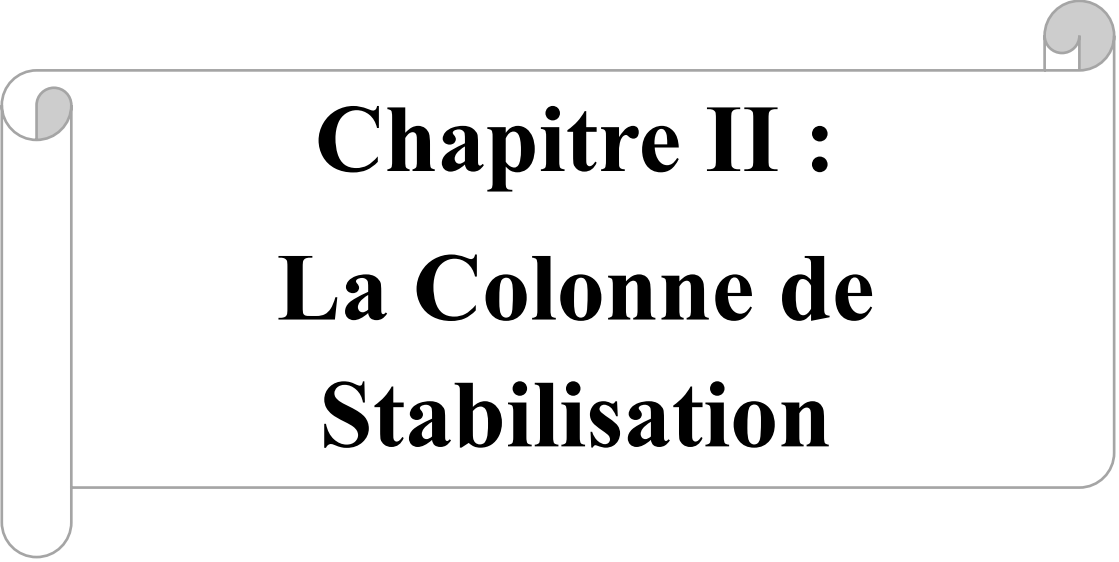
Le brut en provenance des six (06) satellites et après mélangeage avec le condensat récupéré au cours du cycle a comme composition :

Tableau I.2 : Composition de pétrole brut

Echantillons			
Constituants	Densité à 15°C (kg/ m3)	Mol	% molaire
Azote		28.014	0.15
D Carbone		44.01	0.27
Méthane		16.043	1.80
Ethane		30.07	4.29
Propane		44.097	7.41
I Butane		58.124	1.79
N Butane		58.124	5.05
I Pentane		72.151	2.76
N Pentane		72.15.10	5.14
N-Hexanes		86.178	6.91
H2O		18	16.63
Heptanes*	727.5	96	7.57
Octanes*	738.9	107	5.38
Nonanes*	762.8	121	5.58
Décanes*	779.6	134	5.11
Undécanes*	794.9	147	4.03
Dodécane plus*	873.1 Ouest	278 Ouest	14.04
	874 Est	288 Est	6.9
Totale			100

I.10.Conclusion :

Le traitement du pétrole brut est d'une importance capitale pour diverses raisons essentielles. Le pétrole brut, tel qu'extraît, n'est pas utilisable directement et nécessite un processus de raffinage pour le transformer en produits finis exploitables. En effet. Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures qui doit être traité pour obtenir des produits à haute valeur commerciale et répondre aux exigences des consommateurs et de l'industrie. Le raffinage du pétrole permet également d'éliminer les impuretés telles que le soufre, l'eau, les solides et autres composés indésirables présents dans le pétrole brut aigre, améliorant ainsi la qualité des produits finis et assurant un fonctionnement efficace des équipements de raffinerie.

A decorative graphic of a scroll with a light gray border and rounded corners. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges showing a darker gray shadow. The text is centered within the scroll.

Chapitre II :

La Colonne de Stabilisation

II.1. Introduction

Une colonne de stabilisation est un dispositif utilisé dans le traitement du pétrole brut et des condensats, qui sépare différents composants d'hydrocarbures en fonction de leur point d'ébullition. Le dispositif vise à stabiliser le pétrole brut en séparant les hydrocarbures légers des lourds, produisant ainsi un pétrole plus stable et plus précieux. [11]

II.2. Définition de la colonne de stabilisation

Machine de séparation physique d'un mélange constituants pratique, par des échanges de matière et énergie entre une phase vapeur et liquide circulant à contre-courant aux moyennes vaporisations et de condensations dans un appareil appelée la colonne de rectification. [14]

La colonne de stabilisation joue un rôle crucial dans le processus de séparation des composés d'un mélange, en particulier dans le domaine pétrolier. Elle est utilisée pour stabiliser les condensats en séparant les fractions légères des fractions lourdes. Ce dispositif, souvent constitué de plateaux ou de garnissages, permet de distiller le pétrole brut en différentes coupes, telles que la coupe gazeuse en tête de colonne et la coupe de pétrole brut stabilisé en fond de colonne. De plus, la colonne de stabilisation peut être associée à un rebouilleur et à un condenseur pour assurer un fonctionnement optimal du processus de distillation. Son objectif principal est de produire des produits conformes aux normes requises tout en optimisant les paramètres opératoires pour garantir un bon fonctionnement de l'équipement. [6][7]

II.3. Description de la colonne de stabilisation

La colonne de rectification est un appareil vertical cylindrique qui permet de séparation composée légère (gaz) des composés lourds (pétrole) elle fonctionne selon le principe de la distillation fractionnée à contre-courant

La rectification permet de faire la séparation des composants de mélanges liquides dans un état de pureté très grand

Les principaux paramètres de contrôle sont la pression (régulée en tête de colonne) et la température (en bas de colonne)

Dans chaque plateau il y'a barbotage de la vapeur dans la phase liquide et ceci permettra le transfert de matière et d'énergie entre les deux phases, pour cela les plateaux seront munies d'éléments spéciaux comme les calottes...etc. Le liquide se déplace par gravité de haut en bas, et la vapeur de bas en haut, grâce à l'énergie de pression utilisée pour qu'il y'est bon barbotage. [7]

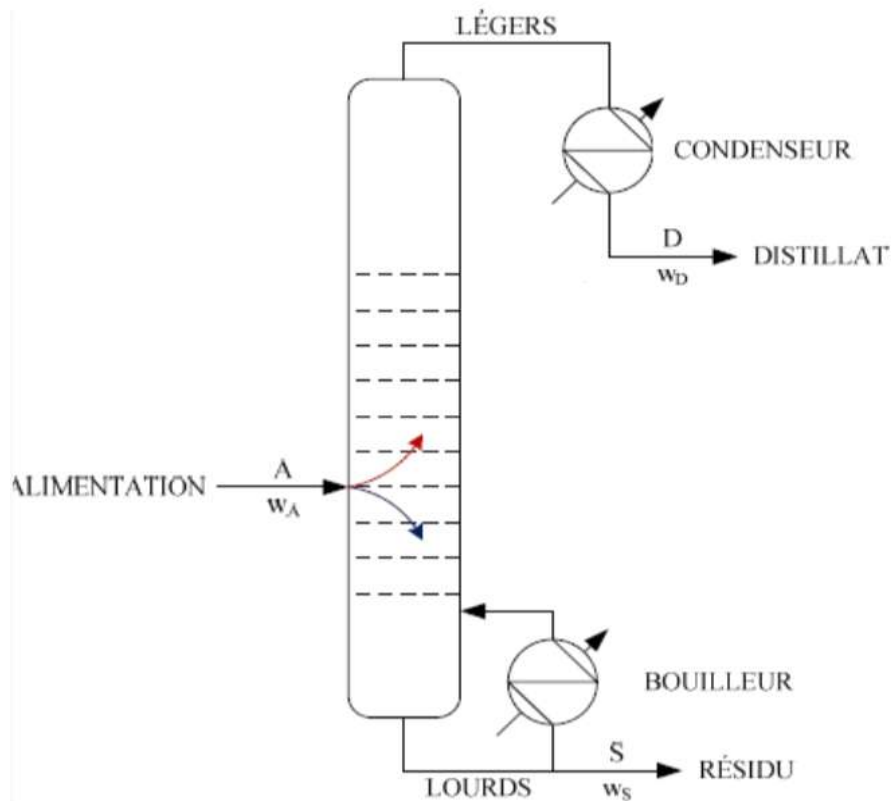


Figure II.1: La colonne de stabilisation

II.4. Principe de fonctionnement d'une colonne de stabilisation

Le principe de fonctionnement d'une colonne de rectification à déplacer à pression constant. Les équilibres de phases à l'aide d'un gradient de température créent par une source de froide

Renferme des dispositifs permettant d'assurer un contact intime entre les flux liquide et gazeux qui les traversent à contre-courant et qui sont des plateaux ou des garnissages

L'évaporation s'enrichit des éléments les plus volatils de bas en haut tandis que les liquides s'enrichissent d'éléments moins volatils de haut en bas

Chaque colonne de rectification compose toujours de trois zones :

Zone d'alimentation (zone de flash) :

On l'appelle zone d'alimentation car là où la charge est introduite, elle subit une chute soudaine de pression, ce qui provoque l'évaporation de certains composants. La vapeur monte tandis que le liquide descend, permettant aux composants d'être séparés par le principe de volatilisation. [6]

Comprendre et optimiser la zone d'alimentation est essentiel pour atteindre les efficacités de séparation requises dans le processus de traitement du pétrole.

Zone de rectification (reflux froid) :

La zone de flash est située au-dessus de la zone d'alimentation, où montent les composants les plus légers sous forme de vapeur. 20% de l'huile est envoyée dans cette zone afin de maintenir la température et corriger la composition des produits de tête.

Zone d'épuisement (reflux chaud ou rebouillage) :

Situé en dessous de la zone d'alimentation, il a pour rôle de récupérer par rebouillage les composants les plus volatils présents dans la phase liquide. [8]

Le liquide non évaporé est extrait du fond de la colonne et forme un résidu.

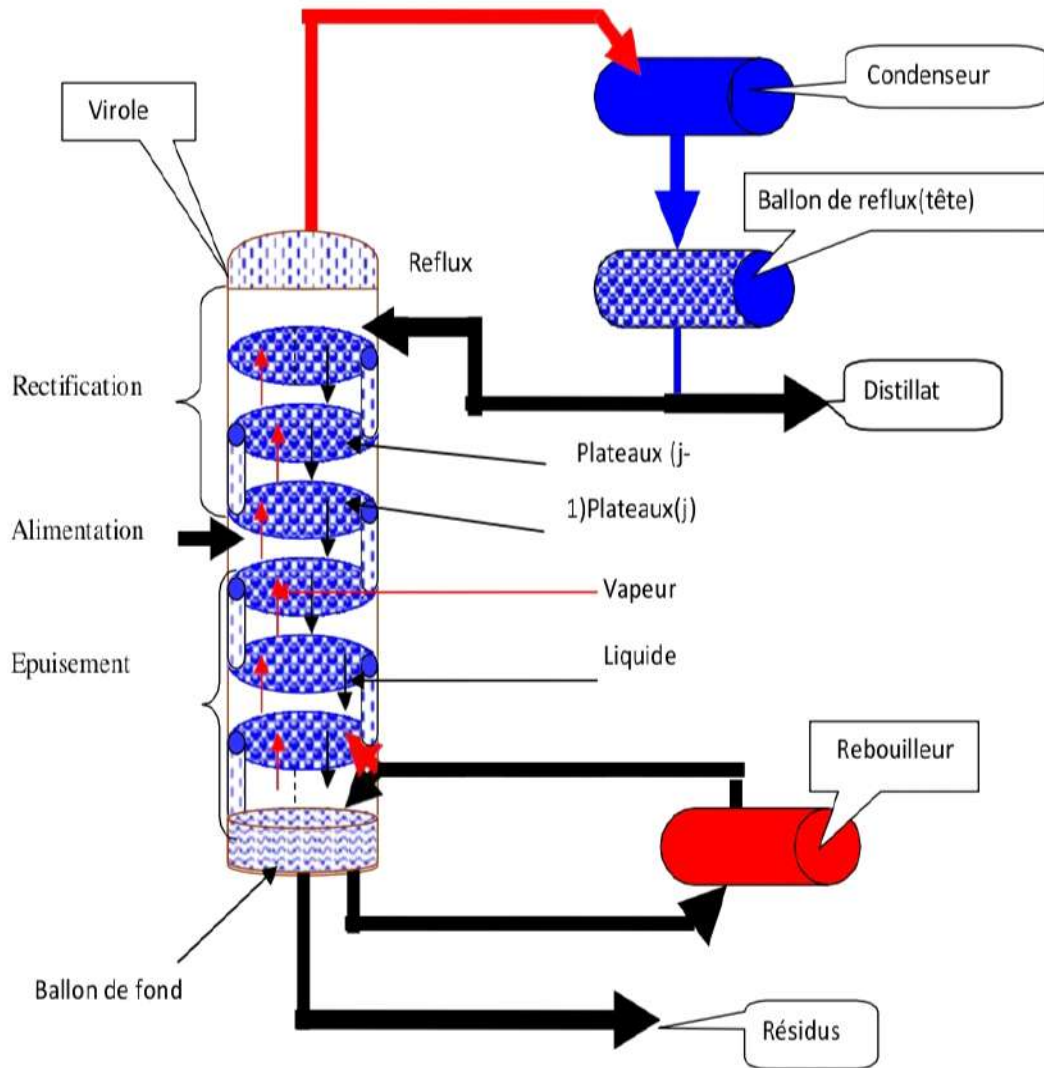


Figure II.2: Schéma de description de la colonne de stabilisation

II.5. Les types de la colonne de stabilisation

II.5.1. La colonne à plateaux

Les plateaux sont des barrières horizontales sous forme de panneaux placés les uns après les autres à des distances spécifiques au sein de la colonne.

Le liquide introduit est vaporisé partiellement dans le bouilleur, la vapeur remonte jusqu'au condenseur, une partie de la vapeur est condensée et redescend dans la colonne à contre-courant de la vapeur. [7]

La hauteur d'une colonne dépend du nombre de plateaux et de la distance entre les plateaux
Types de plateaux : Plateaux à clapet, Plateaux perforés.

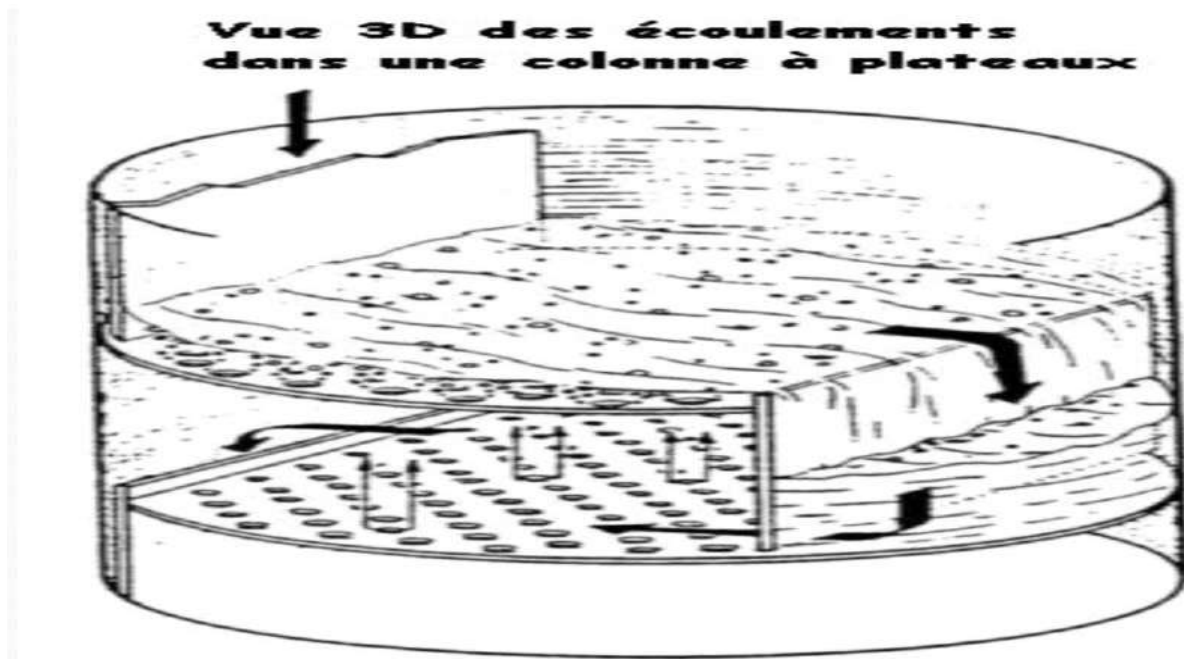


Figure II.3: Colonne de stabilisation a plateaux

II.5.2. Colonne à garnissage

Les colonnes garnies sont largement utilisées dans l'industrie chimique en raison de leur simplicité de construction et de leur coût d'implantation réduit.

Cependant, elles présentent l'inconvénient d'une distribution inégale des flux de liquide et de vapeur à travers la section transversale, ce qui entraîne une diminution de l'efficacité des plateaux et donc de l'efficacité globale de la colonne. Pour être efficace, le garnissage doit offrir la plus grande surface possible par unité de volume, assurer une distribution uniforme du liquide et du gaz, et minimiser les pertes de charge.

II.5.2-1. Les types de la colonne à garnissage

II.5.2-1-1- colonne à contre-courant

Le gaz à traiter entre par le bas de la colonne, traverse le garnissage et sort par le haut. La présence du garnissage oblige la phase gazeuse à changer fréquemment de direction, ce qui facilite le mélange des deux phases. Ce type d'écoulement est réputé pour offrir l'efficacité théorique maximale.

Les colonnes à contre-courant ne sont pas adaptées aux procédés au cours desquels les variations des débits de liquide et de gaz sont grandes. Il peut se produire un engorgement si le débit du liquide ou celui du gaz est trop important [14]

II.5.2-1-2-co-courant :

Colonne à Les deux phases sont introduites en haut de la colonne et descendent ensemble à travers le garnissage jusqu'à la base de l'absorbeur. Cet agencement permet à la colonne de fonctionner avec des débits plus élevés, car cette configuration élimine les problèmes d'engorgement

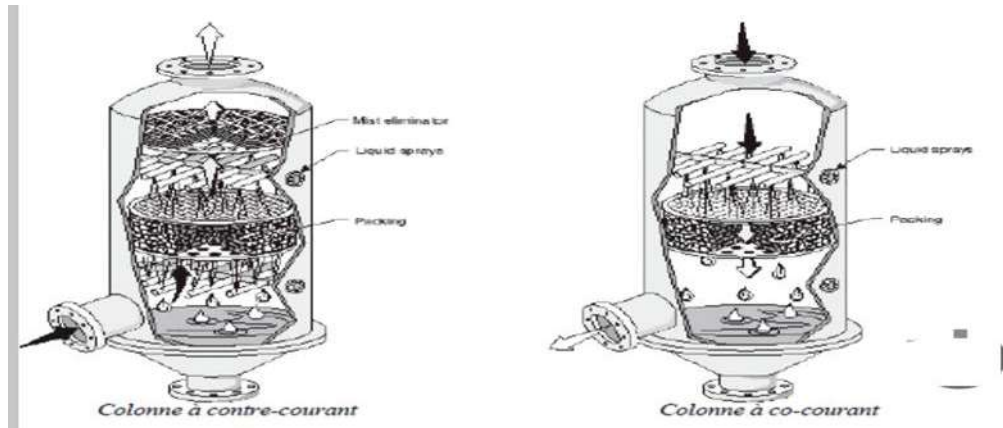


Figure II.4: Les types de colonne à garnissage

II.5.2-1-3- Colonnes à courants croisés

Ces colonnes sont horizontales. Le gaz est introduit à une extrémité, tandis que le liquide est introduit perpendiculairement au gaz par la partie supérieure de la colonne, mouillant ainsi le lit garni. Parfois, un dispositif spécifique (injecteur) permet d'introduire le liquide à la même extrémité que le gaz pour améliorer le taux de mouillage du lit. Comme le montre le schéma ci-dessous, la section frontale du garnissage est inclinée par rapport à la direction du flux de gaz. Cette inclinaison permet au liquide de descendre au fond de la colonne avant d'être renvoyé vers le haut par le gaz (entraînement), optimisant ainsi la surface mouillée du garnissage et, par conséquent, la surface effective d'absorption.

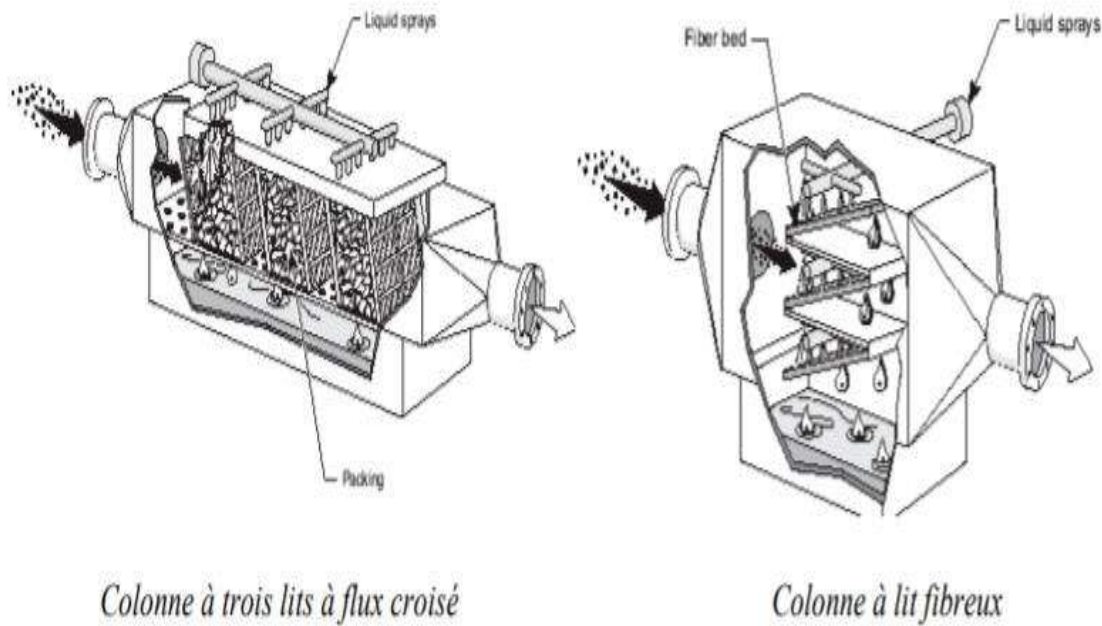


Figure II.5: Les types de la colonne à courant croisé

II.6. Nombre de plateau théorique à reflux opératoire

Méthodes approximatives

GILLILAND (II) a proposé une corrélation empirique entre le taux de reflux et le nombre de plateaux théoriques. Si N représente le nombre de plateaux théoriques correspondant à un taux de reflux opérationnel (rf), les deux fonctions sont reliées par une courbe de corrélation

$$(N - N_{min}) / (N + 1) = (rf - (rf)_{min}) / (rf + 1)$$

La formule de « Fenske-Underwood » établit la relation entre la concentration et les volatilités relatives de deux composants dans le distillat et le résidu.

Le nombre de plateau minimal :

$$N_{min} = \log \left(\frac{X_{DV}}{X_{DL}} \cdot \frac{X_{RL}}{X_{RV}} \right) / \log \left(\frac{a_v}{a_L} \right)$$

Avec :

V : volatile

L : lourd

Le nombre de plateaux théorique dans la zone de rectification et d'épuisement est fixé par l'application de l'équation de « Fenske- Under Wood » Aux constituants clés entre l'alimentation et le distillat ou le résidu.

Zone de Rectification :

$$N_{Rmin} = \log \left(\frac{X_{DV}}{X_{DL}} \cdot \frac{X_{LL}}{X_{LV}} \right) / \log \left(\frac{a_v}{a_L} \right)$$

Zone d'épuisement

$$N_{Emin} = \log \left(\frac{X_{LV}}{X_{LL}} \cdot \frac{X_{RL}}{X_{RV}} \right) / \log \left(\frac{a_v}{a_L} \right)$$

Le nombre de plateaux théoriques dans la colonne entière ou dans chacune de deux zones, peut calculer par l'application de la méthode "GILLILAND".

$$\frac{N - N_{min}}{N - 1} = f \left(\frac{(rf)_{op} - (rf)_{min}}{(rf)_{op} + 1} \right)$$

D'après la valeur de : $\frac{rf - (rf)_{min}}{rf + 1}$

On tire du diagramme de GILLILAND la valeur de : $\frac{N - N_{min}}{N + 1}$ qui nous permet de calculer N

II.7. Bilan de matière de la colonne stabilisation :

Les bilans de matières pour la colonne entière et pour le constituant « i » Quelconque s'écrivent :

$$\mathbf{L} = \mathbf{D} + \mathbf{R}$$

Avec :

L : Débit molaire de la charge

D : Débit molaire du Distillat.

R : Débit molaire du Résidu.

Donc : Le bilan matière partiel du constituant « I » peut s'écrire en composition Massique ou molaire comme suit :

$$\mathbf{L} \cdot \mathbf{X}_{Li} = \mathbf{D} \cdot \mathbf{Y}_{Di} + \mathbf{R} \cdot \mathbf{X}_{Ri}$$

La résolution connue de ces équations, en appliquant la loi de **LEVIER** donne :

$$\mathbf{L} / (\mathbf{Y}_{Di} - \mathbf{X}_{Ri}) = \mathbf{D} / (\mathbf{X}_{Li} - \mathbf{X}_{Ri}) = \mathbf{R} / (\mathbf{Y}_{Di} - \mathbf{X}_{Li})$$

L'équation obtenue sert à calculer **R** et **D** si les concentrations de l'élément « I » du distillat Et du résidu sont connues.

II.7.1 Bilan matière de la zone de rectification :

$$\text{Avec : } G = g + D$$

G : Débit pondéral de vapeur traversant un sectionnement entre deux plateaux de la Colonne.

G : Débit molaire du liquide traversant un sectionnement.

D : Débit molaire du distillat.

$$\text{Donc : } G y'_{ni} = g \cdot X'_{(n-1)i} + D \cdot Y'_{Di}$$

Appliquant la loi de **LEVIER**, on trouve :

$$G / (Y'_{Di} - X'_{(n-1)i}) = g / (Y'_{Di} - Y'_{ni}) = D / (Y'_{ni} - X'_{(n-1)i})$$

A partir de cette équation on trouve :

$$Y = r_f / (r_f + 1) \cdot X + (1 / (r_f + 1)) \cdot Y_D$$

On note que :

$$R_f = g/D \text{ et } m = r_f / (r_f + 1)$$

Avec

R_f : le taux de reflux

L'équation qui prend en compte la constante des débits molaires G et g dans la zone de rectification de la colonne établit une relation entre la concentration du constituant i dans le liquide se trouvant sur le plateau $(n-1)$ et la concentration de ce même constituant dans la vapeur provenant du plateau n . Elle permet de déterminer le nombre d'étages théoriques dans la zone de rectification. [7]

II.7.2. Bilan matière de la zone d'épuisement :

$$R_f = g/D \text{ et } m = r_f / (r_f + 1)$$

$$G' = G + R$$

G' : débit molaire du liquide traversant un sectionnement.

G' : Débit molaire de vapeur traversant un sectionnement entre deux plateaux de la colonne.

R : Débit molaire du résidu.

Donc:

$$G' \cdot X_{(n+1)i} = G' \cdot Y_{ni} + R \cdot X_{Ri}$$

En appliquant la loi de Levier, on trouve :

$$g' / (Y_{ni} - X_{Ri}) = G' / (X_{(n+1)i} - X_{Ri}) = R / (Y_{ni} - X_{(n+1)i})$$

A partir de cette équation, on trouve :

$$X'_{(n+1)i} = (1/m'). Y_{ni} + [(m'-1)/m']. X_R$$

$$Y = [(rb+1) / r_b]. X - (1/ r_b) X_{Ri}$$

On note que :

$$R_b = G'/R \quad \text{et} \quad m' = g'/G'$$

II.7.3 Bilan matière de la zone d'alimentation :

On voit qu'il faut mélanger le liquide g_k avec la phase g_o pour obtenir le liquide g_m alimentant la zone d'épuisement, le bilan matière sera effectué juste au-dessus du plateau supérieur de cette zone.

$$G_m = g_k + g_o = G_k + R$$

$$G_m x'_{mi} = g_o. X'_{oi} + g_k. X'_{ki}$$

$$G_m x'_{mi} = G_k. Y'_{ki} + R. x'_{Ri}$$

De même la valeur G_m alimentant la zone de rectification est la somme de la valeur G_k et de la phase G_o , ainsi le bilan matière sera effectuer juste au-dessous du plateau inférieur de la zone de rectification. [7]

$$G_m = G_k + G_o = g_k + D$$

$$G_o. Y'_{oi} + G_k. Y'_{ki}$$

$$G_m Y'_{mi} = g_k. X'_{ki} + D. Y'_{Di}$$

Avec :

G_o : débits molaires de la phase liquide de la charge

Y'_{oi} : concentration molaire de constituant i dans la phase liquide.

II.8. Bilan thermique de la colonne :

L'établissement du bilan thermique de la colonne peut être nécessaire pour déterminer :

- La quantité de chaleur à apporter au rebouilleur.
- La quantité de chaleur à retirer au condenseur.

Ainsi que pour vérifier :

- Le débit de fluide chauffant et le débit de fluide refroidissant.
- Le débit de reflux.

La somme des flux enthalpiques entrants doit être égale à la somme des flux enthalpiques sortants.

Les flux enthalpiques entrant sont généralement :

- La chaleur apportée au rebouilleur.
- Le flux enthalpique des produits alimentant la colonne.

Les flux enthalpiques sortant sont généralement

La chaleur retirée au condenseur. Le flux enthalpique des produits extraits de la colonne.

L'équation de bilan thermique de la colonne entière s'écrit :

$$L \cdot h_L + Q_{rb} = D \cdot H_D + R \cdot h_R + Q_{Con}$$

$$L \cdot h_L = D (H_D + Q_{con}/D) + R (h_R - Q_{rb}/R)$$

$$L \cdot h_L = D \cdot H^*_D + R \cdot h^*_R$$

Avec :

Q_{con}/D : la charge thermique de condenseur rapportée à l'unité de distillat.

Q_{rb}/R : la charge thermique de rebouilleur rapportée à l'unité de résidu.

Q_{rb} : Charge thermique du rebouilleur. (Kcal/h).

Q_{Con} : Charge thermique du condenseur. (Kcal/h).

H_L : Enthalpie de la charge (Kcal/Kmol).

H_D : Enthalpie du distillat (Kcal/Kmol).

H_R : Enthalpie du résidu (Kcal/Kmol.).

II.9. Choix de la pression dans la colonne stabilisation :

Peu importe la complexité du mélange à séparer, le choix de la pression est avant tout une question économique. On sait qu'à basse pression, la sélectivité de la séparation sera meilleure et que cela évitera l'altération thermique des produits. Cependant, à basse pression, il est nécessaire de condenser les vapeurs de tête à basse température pour obtenir le reflux liquide à sa température de bulle. Ainsi, le choix du fluide réfrigérant dicte la pression dans la colonne. En général, on utilise une source froide, peu coûteuse et abondante (comme l'eau douce, l'eau de mer ou l'air), ce qui permet d'obtenir un condensat d'environ 30 à 45°C. [6][7] [12]

Le choix de la pression dans la colonne de rectification dépend principalement des composants physiques et chimiques des matières à séparer.

La pression sera respectivement en haut, en bas et dans la zone d'alimentation de la colonne.

La température de condensation totale des vapeurs du distillat doit être supérieure de 15 à 20 °C à celle du fluide réfrigérant. Ainsi, la pression dans le ballon de reflux (ΔP) est déterminée par l'équation de l'isotherme de la phase liquide, par approximation successive. [6]

Respectivement La pression au sommet, au fond et dans la zone d'alimentation de la colonne sera :

$$\sum K_i x_i = 1$$

La pression au sommet, au fond et dans la zone d'alimentation de la colonne sera respectivement :

$$P_s = P_b + \Delta P_1$$

Avec :

ΔP_1 : (0,2 : 0,4) ATM, perte de charge due aux résistances des conduites de condenseur

P_b : c'est la pression dans le ballon de reflux.

$$P_f = P_s + \Delta P_2$$

Avec :

ΔP_2 : (0,3 : 0,5) atm, perte de charge due aux résistances des plateaux Par conséquent,

La pression dans la zone d'alimentation sera :

$$P_L = (P_s + P_f) / 2$$

Avec

P_f ; la pression au fond de la colonne.

II.10. Régime de la température dans la colonne de stabilisation :

Grâce aux équations isothermes des différentes phases, on peut déterminer les différentes températures dans la colonne de distillation par approximations successives. A la pression de service P_s , la température en tête de colonne est déterminée par approximations successives à l'aide de l'équation de température en phase vapeur. La température en pied de colonne (au remouillage) est calculée en déterminant la température de bulle du résidu à la pression P_f par approximations successives à l'aide de l'équation isotherme de la phase liquide. La température de grosseur peut être déterminée dans trois cas. [8]

Au sommet de la colonne (phase vapeur) :

$$\sum (Y_i/K_i) = 1$$

De la charge :

- phase liquid $\sum (K_i \cdot x_{L,i}) = 1$

- phase vapeur $\sum (y_{Li}/K_i) = 1$

- phases liquide et vapeur $\sum x_i = \sum [x_{Li} / (1 + e(K_i - 1))] = 1$
 $(Y_i / x_i) = K_i$

Au fond de la colonne $\sum (K_i \cdot X_i) = 1$

On a :

E : Taux de vaporisation massique.

X_i : Concentration molaire du constituant (i) dans la phase liquide.

Y_i : Concentration molaire du constituant (i) dans la phase vapeur.

$x_{L,i}$: Concentration molaire du constituant (i) dans la charge.

II.11. Taux de reflux optimal :

Le choix du taux de reflux est une solution intermédiaire entre pureté et consommation, et dépend des spécifications de séparation et du brut.

Pour ces calculs approximatifs, on peut utiliser la formule proposée par Gilliland

$$(R_{\text{fopt}} - r_{\text{fmin}}) / (r_{\text{fopt}} + 1) = [0, 1 / 0, 3].$$

II.12. Taux de remouillage optimal

La phase vapeur qui sort du haut vers le bas se condense partiellement ou totalement, et une partie du liquide est utilisée comme reflux liquide. En pied de colonne, le liquide s'évapore partiellement ou totalement, et la vapeur résultante est utilisée dans le reflux.

Processus de reflux de vapeur (remouillages).

La relation entre (r_{fopt}) et (r_{bopt}) est donnée par la formule suivante :

$$R_{\text{bopt}} = [(D'/R') * r_{\text{fopt}} + (1 - e'_0) * L'/R'] - 1$$

II.13. La pression et la température et le TVR dans la colonne de stabilisation :

Plus la température en bas de colonne est élevée, plus le TVR est faible. La température en pied de colonne dépend de la température de sortie du rebouilleur. Puisque la pression et la TVR sont liées à la température du fond de la colonne, elles sont liées d'une certaine manière. À une température de fond de colonne donnée, le TVR et la pression sont liés l'un à l'autre. Ainsi, l'utilisation d'un calculateur prenant en compte la pression et la température en pied de colonne permet d'estimer le TVR, et le chauffage du four peut être contrôlé par le calculateur TVR en pied de colonne ou par la température en pied de colonne. [13]

Le calculateur de TVR en fond de colonne permet d'estimer la TVR dans les conditions suivantes :

- Pression en fond de colonne entre 5 et 504 bars.
- Température en fond de colonne entre 130 et 165
- Répartition de la charge dans la colonne : 20 au niveau de l'alimentation froide

En tête de colonne et 80 au niveau de l'alimentation intermédiaire en sortie du Préchauffeur de la colonne de stabilisation.

De manière générale, le contrôle de la chauffe du four sera commandé par un des Calculateur de TVR en fond de colonne. L'opérateur entre la TVR cible en fonction de la Température extérieure pour éviter le dégazage de l'huile dans les bacs de stockage à toit flottant.

II.14. Les paramètres de la colonne de stabilisation :

II.14.1. La hauteur de la colonne de stabilisation :

La hauteur de la colonne est :

$$H_T = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6 \text{ (m)}$$

Cette hauteur est liée au nombre de plateaux que l'on doit installer à l'espacement que l'on doit prévoir entre chacun d'eux [6]

$H_1 = D/2$: la distance entre le 1er plateau de la zone de rectification et le sommet de la colonne.

$H_2 = (NR - 1) h_p$: la hauteur de la zone de rectification.

$H_3 = 2. H_p$: la hauteur de la zone d'alimentation.

$H_4 = (NE - 1) h_p$: la hauteur de la zone d'épuisement.

H_5 : hauteur libre au fond de la colonne (1-1,5m).

H_6 : hauteur de la jupe de la colonne (1,5m).

$H_p = (0,3 - 0,8\text{m})$: la distance entre deux plateaux successifs.

II.14.2 L'espacement entre les plateaux :

L'espacement entre les plateaux doit être tel que la construction soit réalisable et qu'il soit possible d'y accéder pour l'entretien. La hauteur de la tour sera égale au produit du nombre de plateaux par l'espacement, plus l'espace libre en haut et en bas de la tour. [6]

II.14.3. Diamètre de la colonne :

Si la vitesse des vapeurs dans la tour est trop élevée (diamètre trop petit), des gouttelettes de liquide peuvent être entraînées d'un plateau à l'autre, provoquant un contournement partiel des plateaux. Cela empêche d'atteindre l'équilibre, entraînant une diminution de l'efficacité des plateaux. Le calcul doit être effectué en prenant en compte le débit de vapeur en tête (distillat + reflux interne), car c'est la zone la plus sollicitée. [6]

$$Q = V. S = V. (\pi D^2/4)$$

$$D^2 = (4.Q/V.\pi) \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4.Q}{V.\pi}}$$

Où :

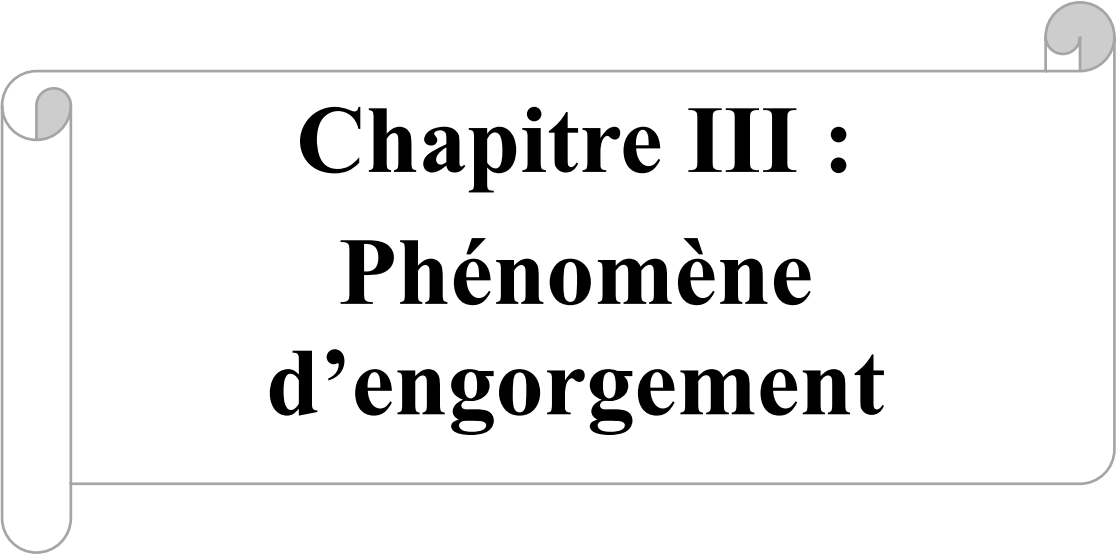
V : La vitesse du fluide (m/s).

S : Section du passage (m^2).

Q : Débit (m^3/s).

II.15. Conclusion :

La colonne de stabilisation est considérée comme un élément essentiel dans le procédé de traitement du pétrole brut, car elle permet de favoriser les échanges de matière et d'énergie entre la phase gazeuse et la phase liquide en utilisant le principe de volatilisation au sein de la colonne en exploitant les différences de points d'ébullition des composants.

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a thin gray border. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges showing a darker gray shadow. The text is centered on the unrolled portion.

Chapitre III : Phénomène d'engorgement

III.1. Introduction :

L'engorgement du plateau dans une colonne de stabilisation est un phénomène qui se produit lorsque le niveau de liquide sur le plateau atteint un point où il ne peut pas être vidé correctement. Il en résulte une augmentation de l'épaisseur du fluide, augmentant ainsi la perte de charge et compromettant le bon fonctionnement de la colonne. Les plateaux génèrent des pertes de charge différentes, aussi bien du côté vapeur que du côté liquide. Lorsque le niveau de liquide dans la goulotte de vidange atteint le plateau supérieur, un engorgement se produit, ce qui peut perturber le processus de stabilisation. [18]

III.2. Généralités sur le phénomène d'engorgement :

L'engorgement des plateaux dans une colonne de stabilisation est un phénomène qui se produit lorsque le reflux (liquide descendant) ne peut plus s'évacuer vers le bouilleur en raison de la poussée de la vapeur montante. Cela entraîne une accumulation de liquide sur le trajet de la vapeur, créant un "bouchon" liquide qui peut perturber le fonctionnement de la colonne. [17]
[16]

Lorsque le pétrole monte dans la zone de rectification, il se mélange au gaz. Ce mélange remonte alors vers le haut de la colonne, ce qui peut conduire à un engorgement.

Le mélange de liquide et de gaz peut former une émulsion. Cette émulsion peut remplir tout l'espace entre les plateaux et atteindre le plateau supérieur. Cela augmente fortement la perte de charge et diminue l'efficacité du plateau supérieur, et donc de la colonne. [14]

III.3. Les causes de l'engorgement :

- Flux de débit élevé à l'entrée du séparateur triphasique.
- Utilisation d'un pourcentage élevé d'eau de lavage, ce qui entraîne la sortie d'une partie de celle-ci avec le pétrole du dessaleur.
- L'augmentation de la température entraîne une augmentation de la pression et une modification du delta P (ΔP).
- Le débit provenant des champs contient un pourcentage élevé d'eau.
- Niveau d'interface eau/huile élevé dans le dessaleur.

III.4. Évitez l'apparition de l'engorgement :

- Pour éviter les problèmes d'engorgement, il faut réduire le niveau d'interface dans le dessaleur.

Chapitre III : Phénomène d'engorgement

- Avant d'introduire l'huile dans le dessaleur, celle-ci est mélangée à de l'eau de lavage et des émulsifiants (afin d'éliminer les sels). Le processus de séparation se termine lorsque le mélange obtenu est introduit.
- La séparation du pétrole et de l'eau se produit en raison de leur différence de densité (l'eau en bas et le pétrole en haut). Le niveau où cette séparation se produit est appelé niveau d'interface et est idéalement estimé à 50% de pétrole et 50% d'eau.
- En cas d'engorgement, le niveau d'interface est généralement de 55% de pétrole et 45% d'eau.

III.5. Cas d'engorgement :

- Nous prévoyons que l'engorgement de la colonne de stabilisation se produira au point ΔP .
- La différence de pression entre les plateaux supérieurs et les plateaux inférieurs de la colonne de stabilisation atteint 15 mbar/m.
- Lorsque l'engorgement commence à se produire, la valeur de ΔP augmente.

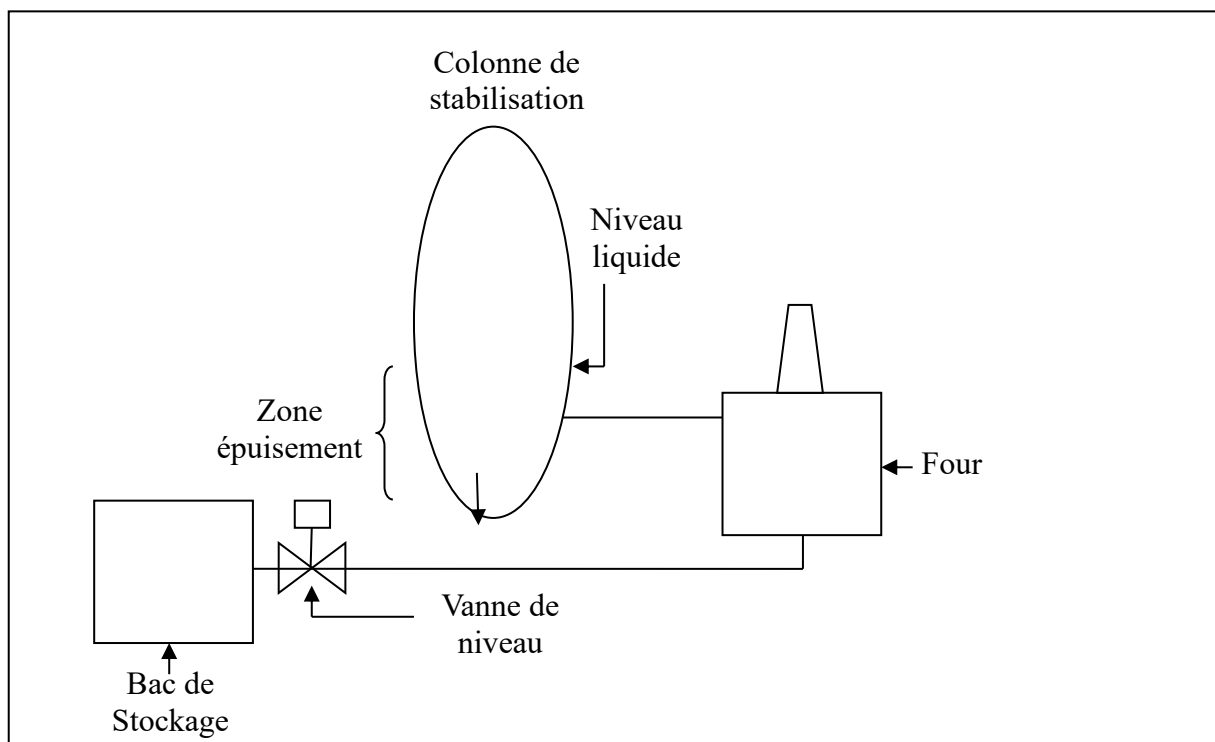


Figure III.1: Le fond de la colonne de stabilisation en cas d'engorgement

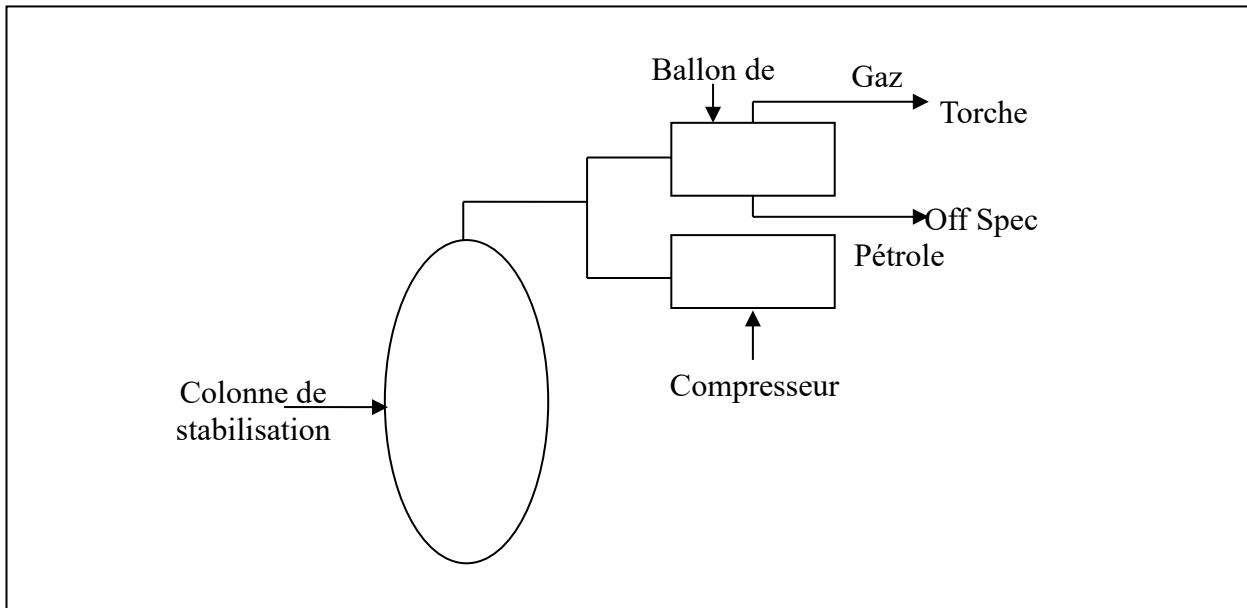


Figure III.2 : La tête de la colonne de stabilisation en cas d'engorgement

III.6. Après l'engorgement :

- En cas d'engorgement de la colonne de stabilisation, le pétrole remonte vers le haut de la colonne (plateaux supérieurs) et sort avec le gaz.
- En l'absence d'engorgement, le gaz sort en haut de la colonne de stabilisation et est dirigé vers le compresseur. En revanche, en présence d'engorgement, le gaz qui sort contient du pétrole et est envoyé vers le ballon de torche pour récupérer le pétrole (vers off-spec) et brûler le gaz.
- Lorsque le ballon de torche est rempli de gaz contenant du pétrole issu de l'engorgement, le niveau de liquide dans le ballon augmente, ce qui entraîne l'arrêt de l'unité.

III.7. Conclusion :

L'engorgement de la colonne de stabilisation dans le traitement du pétrole représente un défi majeur pour l'industrie pétrolière. Cette colonne étant un élément essentiel des opérations de raffinage, lutter contre ce phénomène est crucial pour assurer la continuité et l'efficacité de ces opérations. En mettant en œuvre une maintenance régulière et en utilisant des technologies de pointe, le risque d'engorgement peut être réduit et les performances globales du système améliorées, contribuant ainsi à une production plus efficace et à une réduction des coûts liés aux arrêts.

Chapitre IV :
Etude du phénomène de
l'engorgement dans la
colonne de stabilisation

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

IV.1. Introduction

Les colonnes de stabilisation sont sensibles aux variations des débits de vapeur et de liquide. La perte de pression augmente rapidement pour une faible augmentation du débit de vapeur.

L'engorgement détermine les débits de vapeur et de liquide maximums admissibles à la colonne et donne le point d'instabilité en fonctionnement des colonnes.

On présente dans cette étude les limites d'engorgement pour un écoulement liquide-vapeur en contre-courant dans une colonne de stabilisation, utilisant le logiciel HYSYS pour la simulation de cette colonne [1].

Problématique :

Lorsque le pétrole entre dans la colonne de stabilisation, au niveau de la zone d'alimentation, il contient un faible pourcentage d'eau. Au moment où ce pétrole entre en contact avec le pétrole sortant du four (ce contact a lieu dans la colonne de stabilisation), ce dernier ayant une température élevée de 160°C, l'eau contenue dans le pétrole s'évapore. Cela entraîne une différence de pression et une modification du delta P (ΔP) qui atteint 15 mbar/m. Ce changement provoque une montée en puissance du pétrole dans les plateaux supérieurs de la colonne de stabilisation, ce qui conduit à l'engorgement.

IV.2. Simulation de la colonne de stabilisation avec logiciel HYSYS:

La colonne de stabilisation est composée de **22 plateaux** dedans et divisé par trois zones (flash, rectification, épuisement), l'huile dessalée qui vient des échangeurs entre la colonne en deux différentes parties, ce dernier alimente la colonne de stabilisation du coup :

- **80%** du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation il entrera dans le 13^{ème} plateau (**alimente chaude de la colonne**).
- **20%** du débit alimente directement la tête de la colonne à la partie au-dessus de 22^{ème}.

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

IV.3. Simulation de la colonne de stabilisation actuellement.

Tableau IV.1: Paramètres de la charge entrée (Courant 34)

Nom du Courant	34	Vapeur phase	Liquide phase
Fraction Vapeur/Phase	0,0875	0,0785	0,9125
Température (C)	115,8	115,8	115,8
Pression (bar_g)	5,900	5,900	5,900
Débit Molaire (kg mole/h)	3258	285,1	2972
Débit Massique (kg/h)	4,541e+005	4625e+004	4,389e+005
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m³/h)	585,8	27,46	558,3
Enthalpie Molaire (Kj/kgmole)	-2,816e+005	-1,177e+005	-2,973e+005
Entropie Molaire (kj/kgmole-°C)	355,9	193,0	371,6
Flux Thermique (kj/h)	_9,172e+008	_3,356e+006	_8,836e+008
Débit Volumique Liquide à Cond Std (m3/h)	575,7	26,44	551,2
Paquet Fluide	Bsis-1		
Type d'Utilité			

Tableau IV.2: Compositions de la charge entrée (Courant 34)

	Fractions molaires	Phase Vapeur	Phase liquide
Nitrogène	0,0000	0,0005	0,0000
CO ₂	0,0008	0,0066	0,0003
Méthane	0,0023	0,0209	0,0005
Ethane	0,0233	0,1522	0,0109
Propane	0,0749	0,3190	0,0515
i. Butane	0,0220	0,0616	0,0182
n. Butane	0,0633	0,1511	0,0548
i. Pentane	0,0347	0,0497	0,0333
n. Hexane	0,0616	0,0386	0,0638
n. Pentane	0;0929	0;1161	0;0907
Heptane	0,0978	0,0327	0,1040
Octane	0,0698	0,0137	0,0752
Nonanes	0,0726	0,0069	0,0789
Décane	0,0664	0,0033	0,0725
Undécane	0,0523	0,0013	0,0572
Dodécane plus Ouest	0,1826	0,000	0,2001
Dodécane plus Est	0,0792	0,000	0,0868

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Tableau IV.3: Paramètres de la charge entrée (Courant 32).

Nom du Courant	32	Phase Vapeur	Phase Liquide
Fraction Vapeur/Phase	0,0026	0,0026	0,9974
Température (C)	73,90	73,90	73,90
Pression (bar_g)	5,000	5,000	5,000
Débit Molaire (kg mole/h)	814,4	2,120	812,3
Débit Massique (kg/h)	1,135e+005	89,94	1,134e+005
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m3/h)	146,4	0,1793	146,3
Enthalpie Molaire (Kj/kgmole)	-2,963e+005	-1,151e+005	-2,967e+005
Entropie Molaire (kj/kgmole-°C)	316,1	182,6	316,4
Flux Thermique (kj/h)	_2,413e+008	_2,440e+005	_2,410e+008
Débit Volumique Liquide à Cond Std (m3/h)	143,9	0,1725	143,8
Paquet Fluide	Bsis-1		
Type d'Utilité			

Tableau IV.4: Compositions de la charge entrée (Courant 32).

	Fractions molaires	Phase vapeur	Phase liquide
Nitrogène	0,0000	0,0000	0,0000
CO ₂	0,0000	0,0000	0,0000
Méthane	0,0000	0,0000	0,0000
Ethane	0,0000	0,0000	0,0000
Propane	0,0066	0,0650	0,0066
i. Butane	0,0120	0,0718	0,0120
n. Butane	0,0431	0,2179	0,0431
i. Pentane	0,0345	0,1042	0,0345
n. Hexane	0,0701	0,1012	0,0701
n. Pentane	0;0968	0;2594	0;0968
Heptane	0,1142	0,0930	0,1142
Octane	0,0824	0,0432	0,0824
Nonanes	0,0826	0,0246	0,0862
Décane	0,0791	0,0130	0,0791
Undécane	0,0624	0,0059	0,0624
Dodécane plus Ouest	0,2180	0,0001	0,2180
Dodécane plus Est	0,0792	0,000	0,0792

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Tableau IV.5: Les paramètres de la colonne de stabilisation.

Nom du Courant	32	34	36	41
Fraction Phase vapeur	0,0026	0,0874	1,0000	0,0000
Température (C)	73,96	115,9	80,48	158,1
Pression (bar_g)	5,000	5,900	5,000	5,100
Débit Molaire (kg mole/h)	814,0	3259	660,9	34099
Débit Massique (kg/h)	1,135e+005	4,540e+005	3,277e+004	5,347e+005
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m3/h)	146,4	585,6	61,33	670,6
Enthalpie Molaire (Kj/kgmole)	-2,963e+005	-2,816e+005	-1,147e+005	-2,974e+005
Entropie Molaire (kj/kgmole-°C)	316,3	356,1	176,3	431,3
Flux Thermique (kj/h)	_2,412e+008	_9,169e+008	_7,582e+007	_1,014e+009

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

IV.3.1- Cas stable (pas d'engorgement)

Tableau IV.6: Les paramètres des plateaux de la colonne de stabilisation dans le cas stable.

	Étape	Pression (barg)	Température (°C)	Débit Liquide Net (kgmole/h)	Débit Vapeur Net (kgmole/h)
22_MainTS	22	5,005	80,48	882,6	660,9
21_MainTS	21	5,010	83,41	911,2	729,5
20_MainTS	20	5,014	85,29	927,1	774,0
19_MainTS	19	5,019	86,85	938,6	758,2
18_MainTS	18	5,024	88,36	948,4	785,5
17_MainTS	17	5,029	90,07	956,9	795,3
16_MainTS	16	5,033	92,42	962,3	803,9
15_MainTS	15	5,033	96,97	948,3	809,3
14_MainTS	14	5,038	111,9	3916	795,2
13_MainTS	13	5,043	111,9	3906	507,0
12_MainTS	12	5,048	112,1	3923	497,7
11_MainTS	11	5,052	112,4	3939	514,0
10_MainTS	10	5,057	112,6	3952	530,0
9_MainTS	9	5,062	112,8	3964	543,2
8_MainTS	8	5,067	113,1	3979	555,7
7_MainTS	7	5,071	113,4	3999	570,4
6_MainTS	6	5,076	114,0	4029	590,6
5_MainTS	5	5,081	114,9	4075	620,6
4_MainTS	4	5,086	116,5	4148	666,7
3_MainTS	3	5,090	119,9	4250	738,9
2_MainTS	2	5,095	134,9	4636	841,0,
1_MainTS	1	5,100	158,1	3409	481,8
Rebouiller	0	5,100	194,6	2812	745,6

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

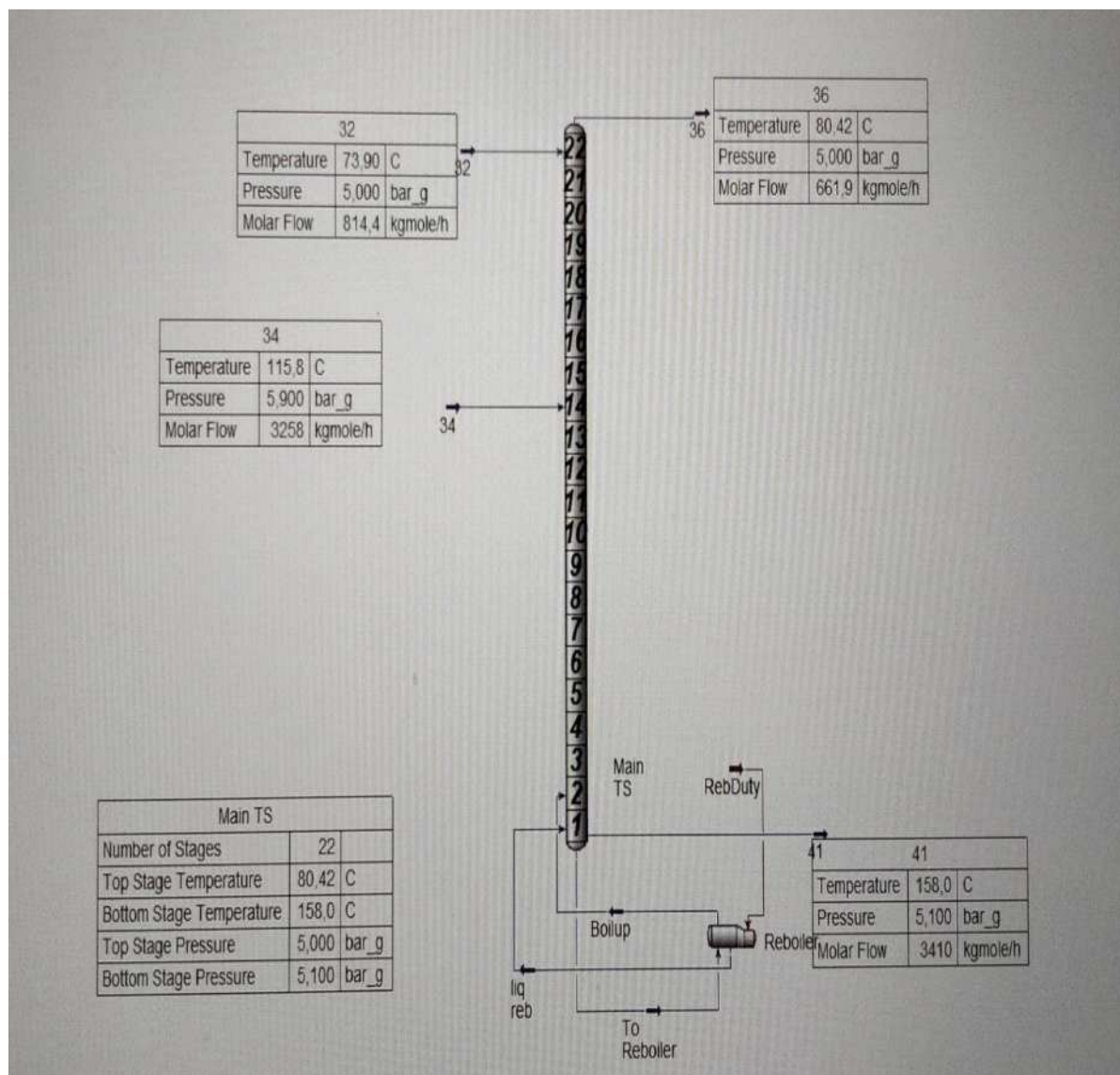


Figure IV.1: Schéma de colonne de stabilisation simulée actuellement.

Tableau IV.7: Les parametres de la tête de la colonne de stabilisation (Courant 36).dans le cas stable.

Nom du Courant	36	Phase Vapeur
Fraction Phase vapeur	1,0000	1,0000
Température (°C)	80,42	80,42
Pression (bar_g)	5,000	5,000
Débit Molaire (kg mole/h)	661,9	661,9
Débit Massique (kg/h)	3,282e+004	3,282e+004
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m3/h)	61,43	61,43
Enthalpie Molaire (Kj/kg mole)	-1,147e+005	-1,147e+005
Entropie Molaire (kj/kg mole-C)	176,2	176,2
Flux Thermique (kj/h)	_7,593e+007	_7,593e+007
Débit Volumique Liquide à Conditions Standard (m³/h)	59,49	59,49
Paquet Fluide	Bsis-1	
Type d'Utilitaire		

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Tableau IV.8: Les compositions sorties de la tête de la colonne de stabilisation (Courant 36).dans le cas stable

	Fractions molaires	Phase vapeur
Nitrogène	0,0003	0,0003
CO ₂	0,0052	0,0052
Méthane	0,0142	0,0142
Ethane	0,1434	0,1434
Propane	0,4269	0,4269
i. Butane	0,0734	0,0734
n. Butane	0,1672	0,1672
i. Pentane	0,0357	0,0357
n. Hexane	0,0179	0,0179
n. Pentane	0,0733	0,0733
Heptane	0,0131	0,0131
Octane	0,0049	0,0049
Nonanes	0,0021	0,0021
Décane	0,0009	0,0009
Undécane	0,0003	0,0003
Dodécane plus Ouest	0,000	0,000
Dodécane plus Est	0,000	0,000
H ₂ O	0,0212	0,0212

Tableau IV.9 : Les paramètres au fond de la colonne de stabilisation (Courant 41).dans le cas stable

Nom du Courant	41	Phase vapeur	Phase liquide
Fraction Vapeur/Phase	0,0000	0,0000	.000 1
Température (C)	115,8	115,8	115,8
Pression (bar_g)	5,900	5,900	5,900
Débit Molaire (kg mole/h)	3258	285,1	2972
Débit Massique (kg/h)	4,541e+005	4625e+004	4,389e+005
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m3/h)	585,8	27,46	558,3
Enthalpie Molaire (Kj/kgmole)	-2,816e+005	-1,177e+005	-2,973e+005
Entropie Molaire (kj/kgmole-°C)	355,9	193,0	371,6
Flux Thermique (kj/h)	_9,172e+008	_3,356e+006	_8,836e+008
Débit Volumique Liquide à Cond Std (m³/h)	575,7	26,44	551,2
Paquet Fluide	Bsis-1		
Type d'Utilité			

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Tableau IV.10: Les compositions sorties du fond de la colonne de stabilisation (Courant 41). dans le cas stable.

	Fractions molaires	Phase vapeur	Phase liquide
Nitrogène	0,0000	0,0000	0,0000
CO ₂	0,0000	0,0000	0,0000
Méthane	0,0000	0,0000	0,0000
Ethane	0,0000	0,0000	0,0000
Propane	0,0066	0,0650	0,0066
i. Butane	0,0120	0,0718	0,0120
n. Butane	0,0431	0,1042	0,0431
i. Pentane	0,0345	0,1012	0,0345
n. Hexane	0,0701	0,2594	0,0701
n. Pentane	0,0968	0,0930	0,0968
Heptane	0,1142	0,0432	0,1142
Octane	0,0824	0,0246	0,0824
Nonanes	0,0791	0,0130	0,0791
Décane	0,0624	0,0059	0,0624
Undécane	0,2180	0,0001	0,2180
Dodécane plus Ouest	0,0946	0,000	0,0946
Dodécane plus Est	0,000	0,000	0,000

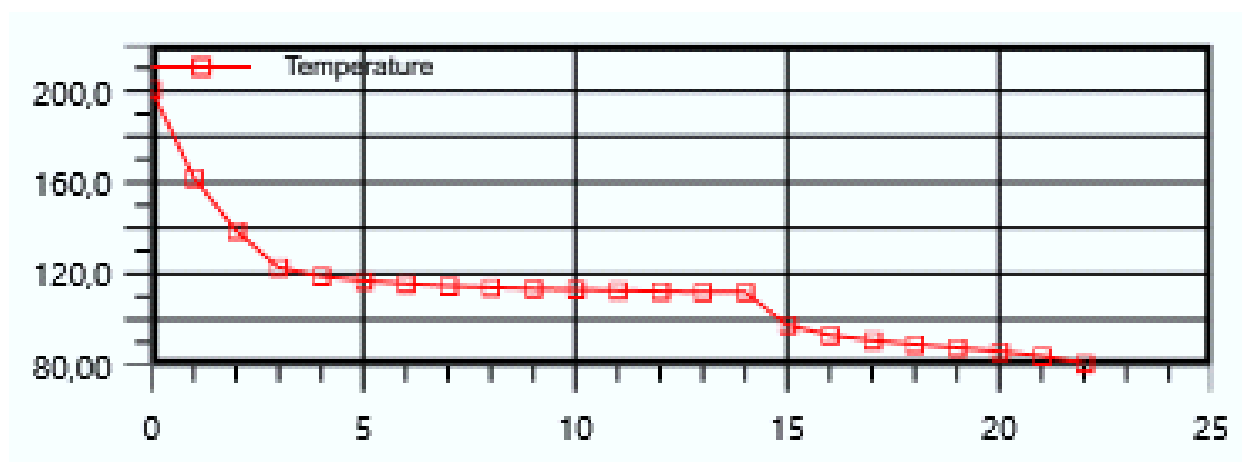


Figure IV.2: Profil de température de la colonne de stabilisation.

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

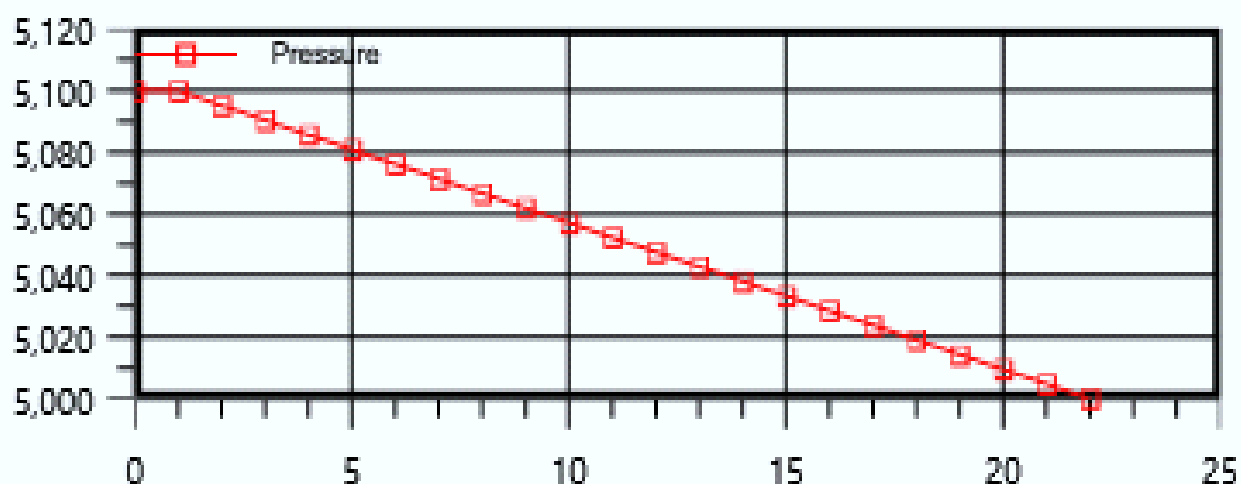


Figure IV.3: Profil de pression de la colonne de stabilisation

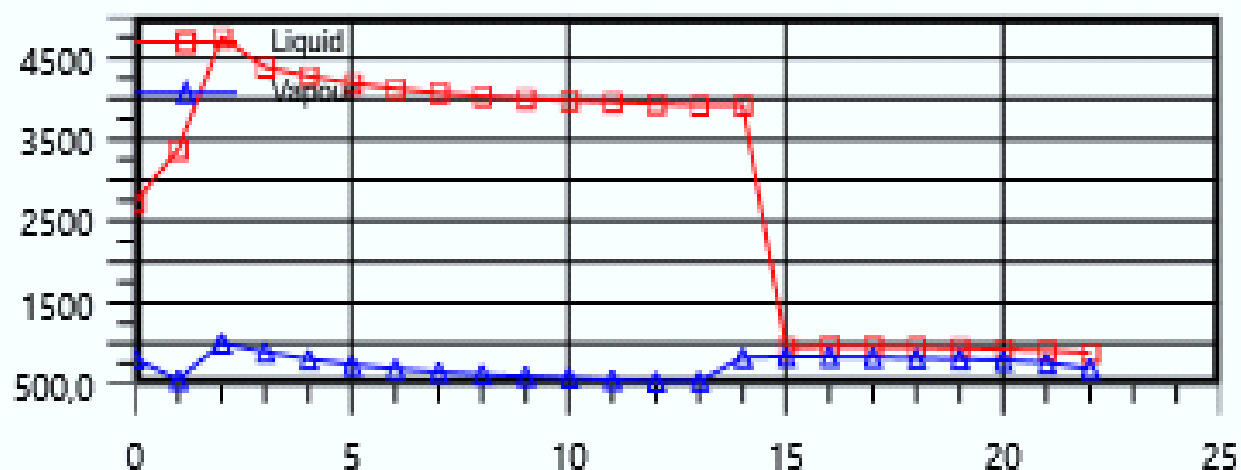


Figure IV.4: Profil de charge de la colonne de stabilisation

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Le rapport liquide vapeur dans le cas stable :

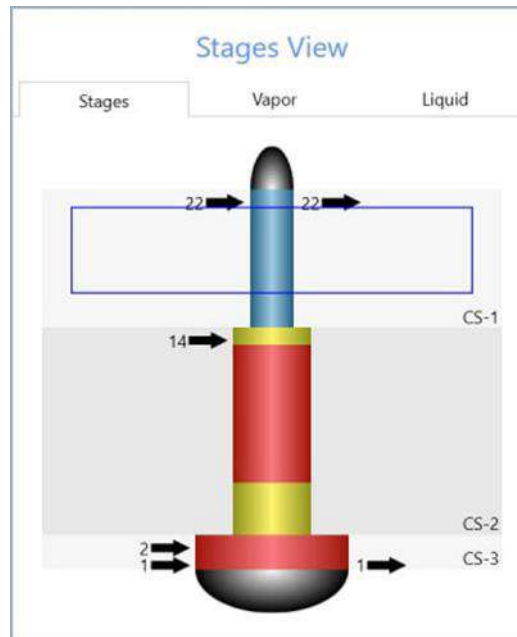


Figure IV.5: La colonne de stabilisation dans le cas stable

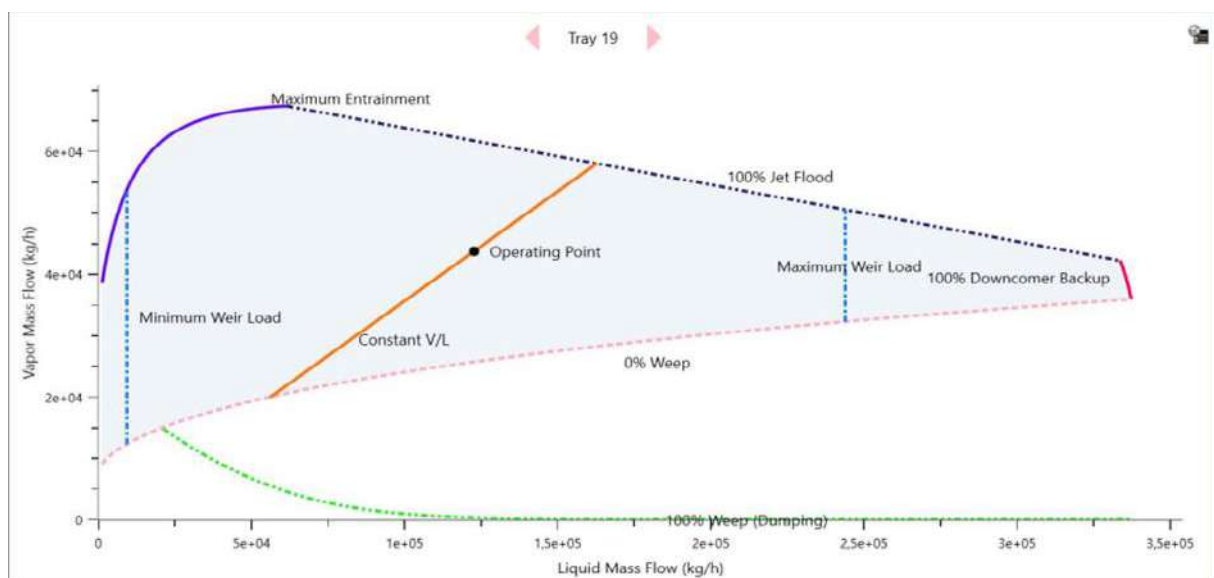


Figure IV.1: Diagramme d'équilibre liquide vapeur dans le cas stable

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Interprétation :

Dans le cas stable (pas d'engorgement) de la colonne de stabilisation, la quantité de vapeur en tête de colonne est supérieure à la quantité de vapeur en fond de colonne, et la quantité de liquide au fond de colonne est supérieure à la quantité de liquide en tête de la colonne. Cela indique que le processus de séparation à l'intérieur de la colonne est stable.

Nous notons aussi que dans le diagramme d'équilibre liquide vapeur, le point lors du fonctionnement (Operating point) est situé au milieu de la zone L/V (Liquide /Vapeur). C'est le cas de stabilité (pas d'engorgement).

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

IV.3.2-Cas d'engorgement : (augmentation de la température au fond de la colonne)

Tableau IV.11: Les conditions des plateaux de la colonne de stabilisation dans le cas d'engorgement.

	Étape	Pression (barg)	Température (°C)	Débit Liquide Net (kg mole/h)	Débit Vapeur Net (kg mole/h)
22_MainTS	22	5,000	93,69	988,0	1095
21_MainTS	21	5,005	100,4	1046	1268
20_MainTS	20	5,010	103,6	1067	1326
19_MainTS	19	5,014	105,7	1076	1347
18_MainTS	18	5,019	107,7	1079	1356
17_MainTS	17	5,024	110,1	1078	1359
16_MainTS	16	5,029	113,4	1068	1358
15_MainTS	15	5,033	119,0	1021	1349
14_MainTS	14	5,038	133,2	3798	1301
13_MainTS	13	5 ;043	134,8	3869	820,8
12_MainTS	12	5,048	137,0	33981	891,2
11_MainTS	11	5,052	138 ;9	4085	1003
10_MainTS	10	5,057	140,6	4176	1107
9_MainTS	9	5,062	142,2	4256	1199
8_MainTS	8	5,067	143,6	4328	1279
7_MainTS	7	5,071	144,9	4393	1351
6_MainTS	6	5,076	146,2	4454	1416
5_MainTS	5	5,081	147,9	4518	1477
4_MainTS	4	5,086	150,6	4592	1540
3_MainTS	3	5,090	156,4	4644	1614
2_MainTS	2	5,095	176,3	4861	1666
1_MainTS	1	5,100	200,0	2978	828,0
Rebouiller	0	5,100	200,8	2287	1056

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

Tableau IV.12: Les paramètres de colonne de stabilisation dans le cas d'engorgement

Nom du Courant	32	34	36	41
Fraction Phase vapeur	0,0026	0,1082	1,0000	0,0000
Température (C)	73,88	121,8	83,61	170,0
Pression (bar_g)	5,000	5,900	5,000	5,100
Débit Molaire (kg mole/h)	814,4	3258	778,3	3294
Débit Massique (kg/h)	1,135e+005	4,541e+005	4,001e+004	5,276e+005
Débit Volumique Liquide Idéal Std (m3/h)	146,4	585,8	73,58	658,6
Enthalpie Molaire (Kj/kgmole)	-2,963e+005	-2,792e+005	-1,163e+005	-2,982e+005
Entropie Molaire (kj/kgmole-°C)	316,1	356,9	176,3	451,9
Flux Thermique (kj/h)	_2,413e+008	_9,096e+008	_9,055e+007	_9,822e+008

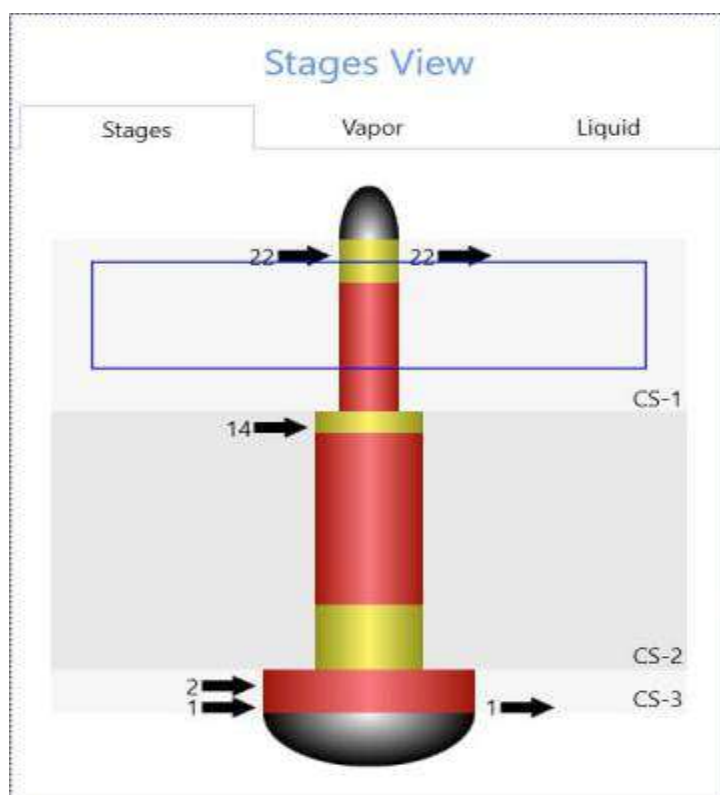


Figure IV.7: La colonne de stabilisation dans le cas d'engorgement

Chapitre IV : Etude du phénomène de l'engorgement dans la colonne de stabilisation

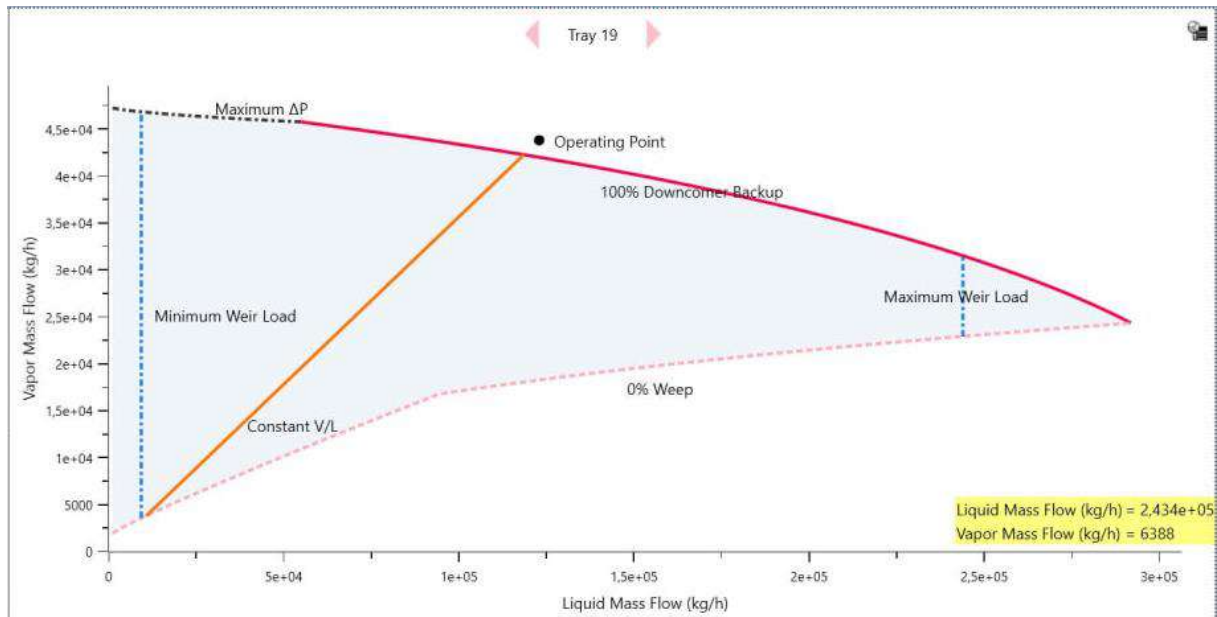


Figure IV.8: Diagramme d'équilibre liquide vapeur dans le cas d'engorgement

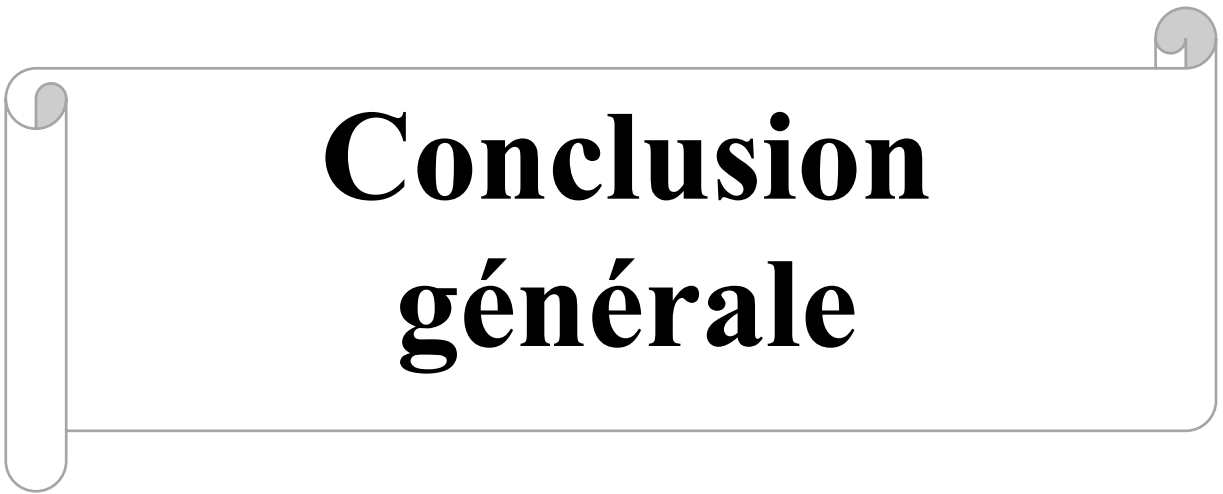
Interprétation :

Dans le cas l'engorgement, Lorsqu'on a une augmentation de température au niveau du fond de la colonne, le pétrole monte dans la zone de rectification, il se mélange au vapeur, Ce mélange remonte alors vers le haut de la colonne et lorsque le reflux (liquide descendant) ne peut plus s'évacuer vers le bouilleur en raison de la poussée de mélange montant. Cela entraîne une accumulation de liquide sur le trajet de la vapeur, créant un "bouchon" liquide qui peut perturber le fonctionnement de la colonne.

Nous notons aussi que le point de fonctionnement (Operating point) dans le diagramme d'équilibre liquide vapeur, est situé hors de la zone L/V (Liquide /Vapeur). C'est le cas d'engorgement).

IV.4. Conclusion :

Dans cette étude, nous avons simulés une colonne de stabilisation dans deux cas (cas stable et cas d'engorgement), afin d'étudier les changements qui se produisent au niveau de cette colonne, et connaître les limites d'engorgement pour un écoulement liquide -vapeur en contre-courant dans une colonne de stabilisation. Afin de minimiser le risque d'engorgement et améliorer les performances globales du système, contribuant ainsi à une production plus efficace et à une réduction des coûts liés aux arrêts.

A decorative horizontal scroll graphic with a light gray background and a thin gray border. It features rounded corners and a vertical strip on the left side that resembles a scroll binding. The text is centered within the scroll.

Conclusion générale

Conclusion générale :

En conclusion de notre étude sur le traitement du pétrole, la colonne de stabilisation et le problème d'engorgement, il est clair que :

La colonne de stabilisation, en tant que dispositif clé du processus de raffinage, joue un rôle crucial dans la séparation des composants pétroliers en fonction de leurs différents points d'ébullition. Cette colonne nécessite une gestion rigoureuse pour maintenir son efficacité opérationnelle et atteindre les résultats souhaités.

Quant à l'engorgement, il s'agit d'un défi courant dans les processus de traitement du pétrole. Il est causé par la montée du pétrole liquide jusqu'à la tête de colonne, perturbant les opérations et réduisant l'efficacité.

Ce problème d'engorgement peut être résolu par les étapes suivantes :

- Videz l'eau des poches de colonne de stabilisation :

Au niveau de la colonne de stabilisation, les plateaux 19 et 21 contiennent des poches qui servent à stocker l'eau. Ces poches sont connectées à des pots afin d'éliminer l'eau de la colonne. En cas d'engorgement, la quantité d'eau dans les poches est très importante, il faut donc la vider.

- Réduire la température :

En réduisant la quantité de la vapeur montante, par la diminution de la température du fond de la colonne de stabilisation, ce qui conduit à une diminution de la valeur du ΔP , et donc à une réduction de l'engorgement.

- Réduire le débit de charge :

Nous réduisons le débit de pétrole entrant dans le séparateur triphasique.

Recommandations :

Quelques suggestions personnelles pour éviter l'engorgement :

- Ajouter un condenseur en tête de la colonne de stabilisation.
- Augmenter la température de l'échangeur pour favoriser l'évaporation de l'eau.
- Ajouter un séparateur après le dessaleur.
- Augmenter le nombre de plateaux, y compris les poches, afin d'éliminer plus efficacement l'eau dans la colonne de stabilisation.
- Utiliser un dispositif pour absorber le pétrole en cas d'engorgement.

Bibliographies :

1. Sonatrach, filiale UTBS, Livre "Description l'unité UTBS".
2. Formation du Pétrole : origine, gisement, classification.
3. [http :S' éloigner du pétrole.com](http://S' éloigner du pétrole.com)
4. [http ; energie.com](http://energie.com)
5. Wikipedia
6. R. Khaled B.sohaib calcul de vérification et optimisation des paramètres de fonctionnement du colonne de stabilisation PX0 CB 21 01 de l'UTBS (master) biskra 2012
7. D. Islam B.azzeddine dimensionnement d'une nouvelle colonne de stabilisation de condensat hors spécification (dé-isopentaneur) (master) UKMO 2019
8. B. mohamed et S.yousouf optimisation des paramètres de fonctionnement d'une colonne de stabilisation du pétrole brut au niveau de traitement de brut sud à hassi massaoud (master) UKMO 2023
9. UTBS manuel opératoire
10. www.ps-France.fr
11. WWW.patents.google.com
12. www.processs.free.fr
13. H. saloua et R.fatma simulation de l'unité de stabilisation de pétrole brut de hassi messaoud (master) boumerdes 2020
14. INERIS DRS- colonne d'abattage à garnissage _décembre 2004
15. b.anis Mohamad et C.anis prétraitement de brut UTBS (rapport de stage) HMD 2019
16. colonne de distillation d'absorption_Labbe processe
17. Internes de colonne _Equipements
18. Technique ; distillation. The zysman_colman groupe