



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DÉPARTEMENT DE CHIMIE INDUSTRIELLE

Mémoire de Fin d'Etude en Vue de l'Obtention du Diplôme de Master
Spécialité : Génie des procédés
Option : Génie Chimique

THEME

Dimensionnement d'un ballon
bi-phasique de récupération de
condensat à l'UTBS

Présenté par :

REKIS. Mohamed amine et REZEG Amar

Président :Hassein Abd elmalik

Examineur : Digheche Kelthoum

Encadreur : Dr.H. BENTEMMAM

Promotion Juin 2012

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la santé et surtout la patience, pour pouvoir, durant toutes ces longues années d'études, d'arriver là où nous sommes aujourd'hui et d'exploiter tous nos efforts pour ce modeste travail.

Nous voudrions d'abord exprimer notre profonde reconnaissance à Mr. H.BEN TEMMAM notre encadreur de thème pour avoir encadré durant cette année, il a guidé efficacement nos travaux. Nous le remercions pour sa disponibilité et pour les conservations régulières sur ce travail.

Nous également remercions les membres du jury pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant l'évaluation de notre travail.

Finalement nous remercions toutes les personnes, qui de près ou de loin, par leur compréhension, leur coopération qui nous ont facilités la tâche et ont contribués à la mise en forme du thème.

Dédicace

Je dédie ce travail qui est complété par de Dieu

**La prunelle de nos yeux, ceux qui nous éclairés le chemin de la réussite à
nos**

Parents qui dieu les garde

Je teins aussi à dédier ce travail

A mes frères et sœurs surtout a :Amina

A mes très chères amies : Samir, zaki , abd rahim , Assem ,

Mostafa, taha, farid, laïd.

**A tous mes collègues de chimie industrielle surtout de la promotion de
Génie chimique**

A toute personne de qui m'aide loin ou un autre.

**Enfin, avec toute ma gratitude, je le dédie à la plus tendre et merveilleuse
mère de tout les algériennes: notre chère Algérie**

Amine

Dédicace

Je dédie ce travail qui est complété par de Dieu

La prunelle de nos yeux, ceux qui nous éclairés le chemin de la réussite à
nos

Parents qui dieu les garde

Je teins aussi à dédier ce travail

mes frères : mounir et bounab

A mes très chères amies :ridha, didou, nawri, hamza, djihed, haithem ,
fares ,karim, khaled,souhaib, *BILAL*

A tous mes amis

Je teins aussi à dédier ce travail en particulier :

Bahaha et mourad .

A tous mes collègues de chimie industrielle surtout de la promotion de
Génie chimique

A toute personne de qui m'aide loin ou un autre.

Enfin, avec toute ma gratitude, je le dédie à la plus tendre et merveilleuse
mère de tout les algériennes : notre chère Algérie

DJAMILA

SOMMAIRE

SOMMAIRE

CHAPITRE I : Historique sur HASSI MESSAOUD

I.1. Introduction	3
I.2. Présentation du champ « HASSI MESSAOUD ».....	3
I.2.1 Description de CIS	4
I.3. Situation du champ de HASSI MESSAOUD	5
I.3.1. Situation géographique.....	5
I.3.2. Situation géologique	6
I.4. Intérêt pétrolier	7
I.5. présentation de l'UTBS.....	7
I.5.1. Généralités	7
I.5.2. VUE GENERALE DE L'UTBS	8
I.5.3. DISCRIPTION DES UNITES	9

CHAPITRE II : Généralités sur le pétrole brut

II.1. Origine du pétrole brut	25
II.2. Le pétrole brut.....	25
II.3. Composition du pétrole brut	25
II.4. Spécification du pétrole	27
II.5. Classification du pétrole	28

CHAPITRE III : Séparation

III.1. Généralités.....	30
III.2. Objectifs de la séparation.....	30
III.3. Principes De Physique Dans La Séparation.....	31
III.3.1. Effet de la gravité.....	31
III.3.2. Effet De La Force Centrifuge.....	31
III.4. Constitution Générale Des Séparateurs.....	32
III.4.1. Définition d'un séparateur.....	32
III.4.2. Constitution Des Séparateurs.....	33
III.5. Divers Types De Séparateurs.....	34
III.5.1. Séparateur vertical.....	34
III.5.2. Séparateur horizontal.....	36
III.5.3. Séparateur Sphérique.....	37
III.6. Equipements Dans Un Séparateur.....	38
III.7. Paramètres de Fonctionnement d'un Séparateur.....	39

CHAPITRE VI: Résultats et discussions

VI.1. Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux...	41
VI.2 Application numérique	46
Conclusion général	53
Annexe	54
1. Tableau mathématique	
2. Les baques de constante d'équilibre liq-vap des coups pétrolières	

Index des figures

Fig I. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

Fig.I 2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

Fig I.3 : Plan général de l'UTBS.

Fig I.4 : Réseau de Collecte du Brut.

Fig I.5 : Séparation d'Huile.

Fig I.6 : Dessalage.

Fig I.7 : Stabilisation.

Fig I.8 : Système d'Huile Hors-Spec.

Fig I.9 : Compression de Gaz.

Fig III.1 : Séparateur verticale.

Fig.III.2 : Séparateur horizontal.

Fig.III.3 : Séparateur sphérique.

Index des tableaux

Tableau III.1 : Réparation des diverses sections sur les divers types de séparation.

Tableau VI.1 : Valeurs de K pour les séparateurs.

Tableau VI.2 : Recommandation pour le choix du hold up time et surge time en fonction du service du ballon.

Tableau VI.3 : Recommandation pour l'estimation du rapport L/D.

Tableau VI.5 : Des valeurs des épaisseurs et les aires.

Tableau VI.6 : Les fractions molaires X_i et Y_i .

Tableau VI.7 : Résultats de calcul de ballon.

INTRODUCTION

Introduction générale

Dans le cadre de la stratégie globale du développement du pays ; l'industrialisation joue un rôle prépondérant par la création des industries nécessaires et indispensables à une économie nationale indépendante.

Les branches d'industrie sont nombreuses et parmi elles celle des hydrocarbures dont la matière de base est le pétrole et le gaz. Le pétrole est un liquide brun plus ou moins visqueux sous cette forme, il est pratiquement inutilisable, il faut le traiter pour obtenir toute la gamme de produits allant des gaz jusqu'aux fuels.

La place et le rôle que joue le secteur des hydrocarbures dans notre pays, n'est plus à souligner, tant qu'il a constitué et constitue aujourd'hui encore, l'axe du développement économique de la nation par les revenus générés.

Le secteur des hydrocarbures demeure l'unique source d'approvisionnement du marché intérieur à qu'il fournit près de 23% de la production commerciale.

L'importance stratégique du secteur de l'énergie constitue à être par référence à son poids dans l'économie nationale, cette dernière, demeure largement dépendante des recettes d'exploitation des hydrocarbures dont elle représente près de 97% des ressources en devises.

Les raisons qui nous ont poussées à entamer ce travail ont pour objectif de la dimensionnement d'un ballon de récupérer la condensat après sa sortie de l'unité de compression.

Ce dimensionnement du ballon, permet de récupérer le maximum du condensat.

Ce travail a été constitué en quelques chapitres, le premier est la présentation de la région d'étude, le deuxième est la généralité sur le pétrole brut, le troisième est la théorie sur les ballons de séparation, le dernier chapitre est présenté le bilan calculé et finalement la conclusion générale.

CHAPITRE I :

Historique sur le champ HASSI MESSAOUD

I.1. Introduction :

SONATRACH est une compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leur dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel. Sonatrach, entreprise citoyenne, œuvre à resserrer les liens sociaux, aider les populations dans le besoin, promouvoir la recherche et les activités scientifiques, contribuer à la préservation de la nature et à la sauvegarde du patrimoine culturel et historique. Aujourd'hui, Sonatrach ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable.

I.2. Présentation du champ « HASSI MESSAOUD »

Le gisement pétrolier de Hassi-Messaoud d'une superficie de 2500 Km² est subdivisé géographiquement en deux zones nord et sud. Cette répartition remontant à 1956 lors de la découverte et l'exploitation du champ par les deux compagnies françaises CFPA (Compagnie Française des pétroles Algérie) au nord et la SNREPAL (La société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie) au sud, a engendré la création de deux centres de production.

Au départ ces centres regroupaient uniquement des installations de séparation, de traitement, de stockage et expédition du pétrole brut, par la suite, d'autres unités de traitement de gaz et de réinjection sont venues s'y greffer pour étendre davantage les centres de production.

L'activité raffinage s'est également développée par la construction de deux raffineries dont le rôle est l'approvisionnement du marché local en carburants.

Actuellement, l'ensemble de ces unités nombreuses et diversifiées, forme deux complexes industriels sud et nord (CIS & CINA).

La production d'un puits est un mélange d'hydrocarbures, d'eau et

d'impuretés pouvant se présenter dans des conditions thermodynamique déterminées sous forme d'un liquide d'un gaz ou un triphasique. Pour acheminer cette production sur les lieux de consommation et de raffinage, on est conduit à expédier séparément :

- Une phase liquide dont la tension de vapeur est compatible avec le transport par pipe (formation de bouchons de vapeur) et par tanker (pression limite admissible)
- Une phase gazeuse telle qu'au cours du transport par pipe, il n'y ait pas de condensation ni par refroidissement ni par chute de pression (condensation rétrograde).

En général, cette production subit un traitement sur le champ de production avant d'être expédiée. Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut qui, à l'origine se trouve dans le gisement dans un état d'équilibre, dépendant de sa composition et des conditions de pression et de température existant dans la formation. L'exploitation d'un gisement de brut détruit cet équilibre par le jeu des pertes de charge, l'effluent subit des décompressions successives provoquant le dégazage de l'huile et la condensation de l'eau.

La séparation des différents constituants d'un fluide est basée sur la différence des propriétés physiques de chacun des constituants (huile, gaz et eau). Pour ce qui nous concerne, cette propriété est essentiellement la densité. On admet que la séparation est toujours une opération incomplète, une huile sortant d'un séparateur contient toujours du gaz libre et de l'eau dissoute.

I.2.1 Description de CIS

Le complexe industriel CIS situé au sud du champ, reçoit la production totale en huile de la zone sud, cette production provient essentiellement des unités satellites d'une part et directement des puits en LDHP (ligne directe haute pression), en LDBP (ligne directe basse pression) et en LDMP (ligne directe moyenne pression) d'autre part.

Le complexe CIS est composé d'une chaîne de procédés plus ou moins complexe ont pour fonction le traitement des effluents en provenance des puits producteurs. Ces procédés sont faits pour prendre en charge:

- Le traitement de l'huile : séparation huile- eau- gaz, dessalage, et stabilisation;
- Le traitement des gaz associés pour la production des GPL et condensât;
- Le traitement des eaux huileuses pour la protection de l'environnement;
- Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants ;
- La réinjection des gaz résiduels pour le maintien de la pression du gisement ;
- L'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.

CIS : complexe industriel situé au sud du champ composé de :

- 06 unités satellites
- 01 unité de traitement de brut (séparation, dessalage et stabilisation)
- 07 unités de boosting du gaz (MP - HP)
- 03 unités de récupération de GPL et de condensât
- 11 unités de compression de gaz de réinjection
- 01 unité d'injection d'eau
- 02 unités de raffinage
- 01 unité de traitement des eaux huileuses
- 03 unités de traitement d'eau industrielle.
- 01 centrale d'air
- 03 unités de traitement des huiles usagées

I.3. Situation du champ de HASSI MESSAOUD

I.3.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à

l'Ouest de la frontière tunisienne FigI.1. Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

$$X = [790.000 - 840.000] \text{ Est ;}$$

$$Y = [110.000 - 150.000] \text{ Nord ;}$$

Et il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20'.



Fig I. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

I.3.2. Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ;
- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

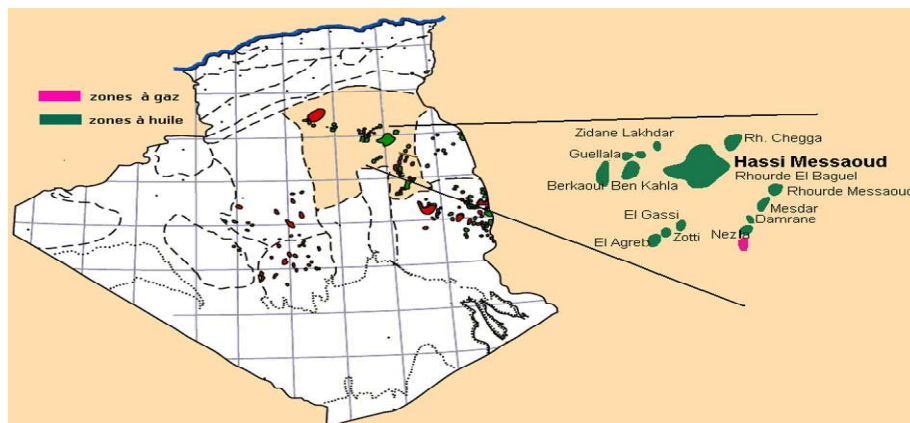


Fig.I 2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

I.4. Intérêt pétrolier

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.[1].

I.5 Présentation d'unité de traitement de brut sud (UTBS)

I.5.1.Généralité

Un gisement produit un mélange d'hydrocarbures lourds et légers sous forme liquide et gazeuse auxquels peuvent s'ajouter d'autres constituants non hydrocarbonés (tels que de l'azote, du gaz carbonique, de l'hydrogène sulfuré, ...), de l'eau plus ou moins salée, éventuellement des solides. Cet effluent ne peut être vendu tel quel.

Les transporteurs ainsi que les clients (raffineurs, gaziers, ...) demandent des produits satisfaisant à certaines spécifications, en particulier vis ou nuisibles.

Les installations de production surface ont pour objectif de réaliser les différentes opérations de traitement des effluents de puits afin de respecter les spécifications demandées par le client. Ceci englobe :

- la collecte des effluents depuis les puits jusqu'au centre de traitement
- les installations de traitement des effluents des puits proprement dites et leurs liaisons
- éventuellement le stockage des produits après traitement
- les ouvrages d'évacuation des produits finis jusqu'aux points de livraison

Pour cela, SONATRACH a décidé de construire le complexe d'UTBS.

I.5.2 VUE GENERALE DE L'UTBS :

L'UTBS est une nouvelle unité de traitement de brut destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites existants de la région d'Hassi-Messaoud Sud et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra via le pipeline 24'' CIS-HEH.

Le traitement consiste à dessaler et à stabiliser le brut provenant des satellites. Le gaz associé est utilisé comme gaz combustible, l'excédant étant envoyé vers l'unité de GPL située au CIS. L'eau nécessaire au lavage du brut provient de deux puits d'eau d'Albien. Les eaux huileuses traitées sont envoyées vers l'unité d'injection d'eau située à OMN77 ou, en secours, vers le bassin d'évaporation.

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 compression comportant 4 trains .
- Une unité de traitement d'huile hors-spec et un bac de stockage d'huile hors-spec .
- Quatre bacs de stockage d'huile stabilisée .
- Une pomperie d'expédition de l'huile stabilisée .
- Un système de comptage d'huile stabilisée .
- Une unité de traitement des eaux huileuses .
- Des pipelines d'expédition (huile stabilisée, gaz associé, eau traitée) .
- Les systèmes utilités nécessaires aux unités de procédés.

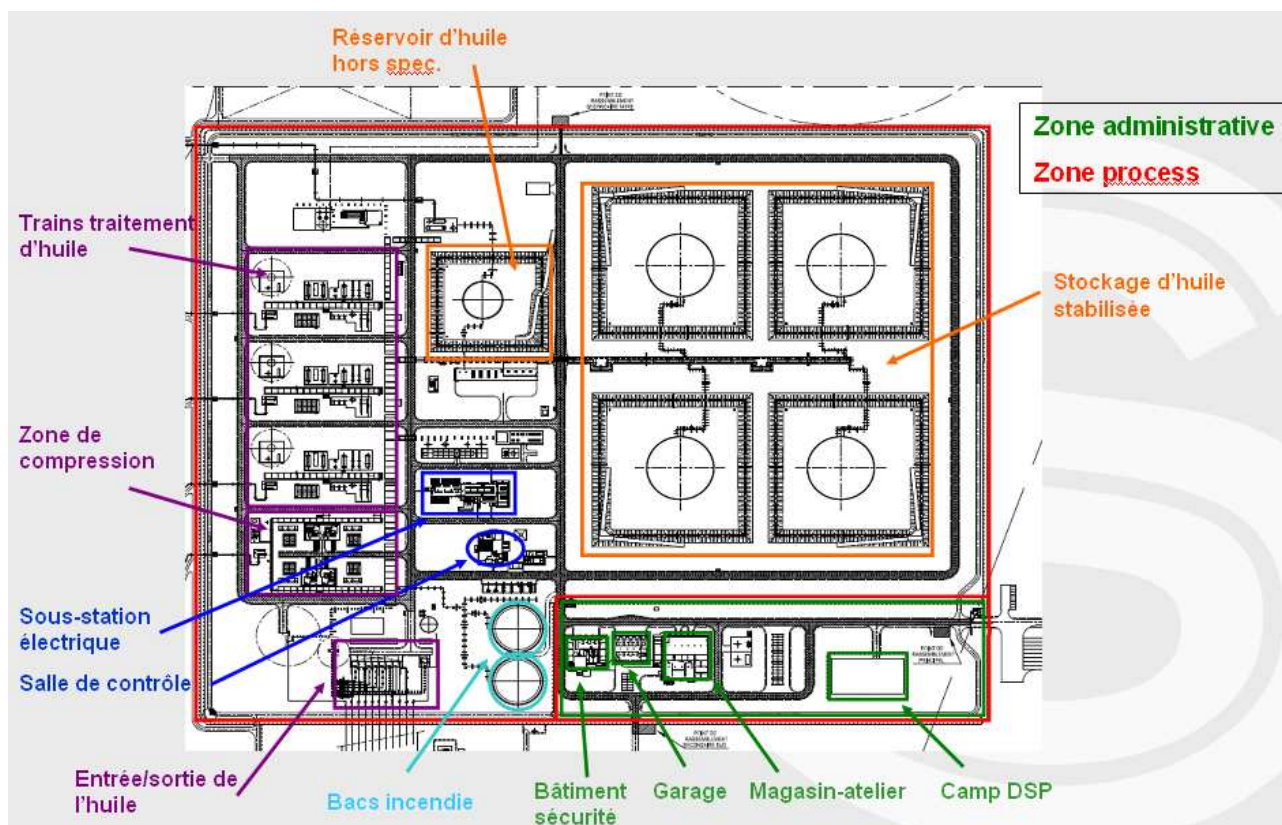


Figure I.3 Plan général de l'UTBS

I.5.3 Description des unités

I.5.3.1 Unités de Production

L'UTBS comprend trois unités de traitement d'huile identiques pouvant produire chacune 100 000 barils par jour d'huile stabilisée à partir du brut provenant des satellites existants. Les unités de traitement permettent d'atteindre les spécifications requises pour l'expédition en termes de TVR (entre 7 et 10psi selon la température de stockage de l'huile stabilisée), de salinité (40mg/l) et de teneur en eau (0.1% volume).

En fonctionnement normal, le brut non stabilisé provenant des satellites existants est réparti vers les unités de traitement de brut de l'UTBS. Si le débit d'huile provenant des satellites est supérieur à la capacité des unités de traitement en service, l'excédent est dirigé vers l'unité de traitement d'huile hors-spec .

I.5.3.2 Réseau de Collecte Production de Satellite

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 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 W1C est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 20’’
- le satellite W1A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 12’’
- le satellite W2A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 12’’
- le satellite E1C est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 14’’
- le satellite E2A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 10’’
- le satellite S1A est connecté au manifold M01 par un pipeline enterré de 10’’

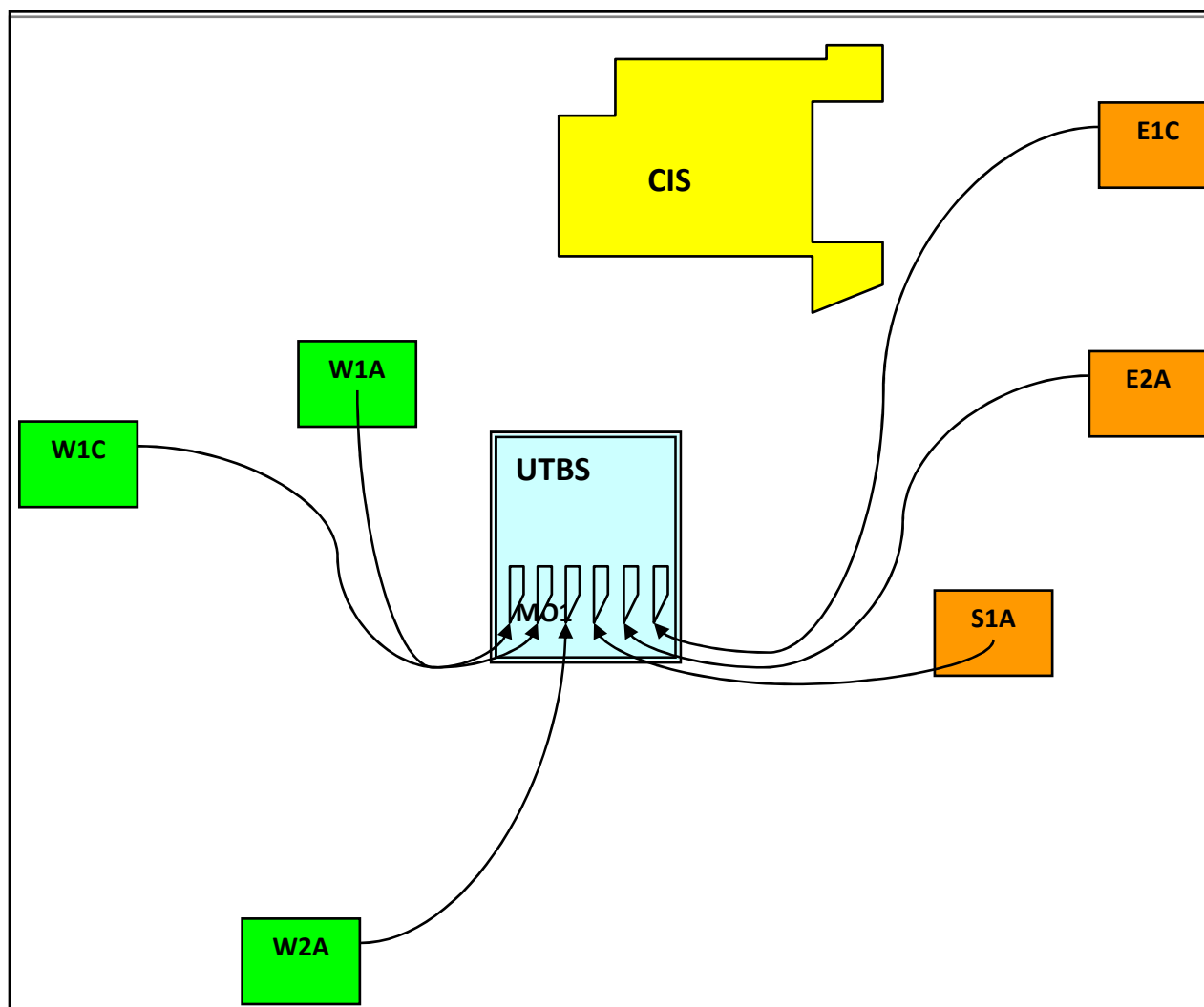


Figure I.4 – Réseau de Collecte du Brut

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 à pression normale (13.5barg) en phase liquide alimentant les trois unités d'huile et le système

hors-spec, et un 16'' opérant à basse pression (3barg) en phase mixte alimentant le système hors-spec lorsque les pompes d'expédition d'huile de deux satellites au maximum sont hors-service.

I.5.3.1.2 Séparation d'Huile Brute

La séparation huile/eau/gaz se fait sur deux étages, le premier étage de séparation est constitué d'un ballon de séparation triphasique et le second étage d'un ballon biphasique.

a) Séparateur Triphasique

Le séparateur triphasique P10-VA-20-01 constitue le premier étage de séparation. Il reçoit l'huile provenant des satellites, ainsi que les condensats récupérés dans les KO drum inter-étage de la compression et l'huile recyclée provenant du système d'huile hors-spec.

Le séparateur triphasique est opéré à 6.5 barg. Le gaz est envoyé par contrôle de pression vers la compression via le collecteur de gaz de flash, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est envoyée par contrôle de niveau vers le réchauffeur d'huile. Étant donnée la faible quantité d'eau attendue dans le brut provenant des satellites où une première séparation a été réalisée, l'eau de procédé est collectée dans un appendice (''boot'') et elle est envoyée par contrôle de niveau vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

Le séparateur triphasique est équipé de plaques de tranquillisation ainsi que de plaques de coalescence pour améliorer la séparation eau/huile. Un dévésiculeur est installé sur la sortie gaz pour limiter l'entraînement de liquide vers le collecteur de gaz de flash.

L'huile provenant du séparateur triphasique passe à travers le réchauffeur d'huile P10-GA-20-01 A/B, côté tubes, pour être chauffée à 70°C qui est la température opératoire optimale du package de dessalage. L'huile stabilisée chaude provenant du fond de colonne passe côté calandre et apporte les calories nécessaires à la chauffe de l'huile non stabilisée.

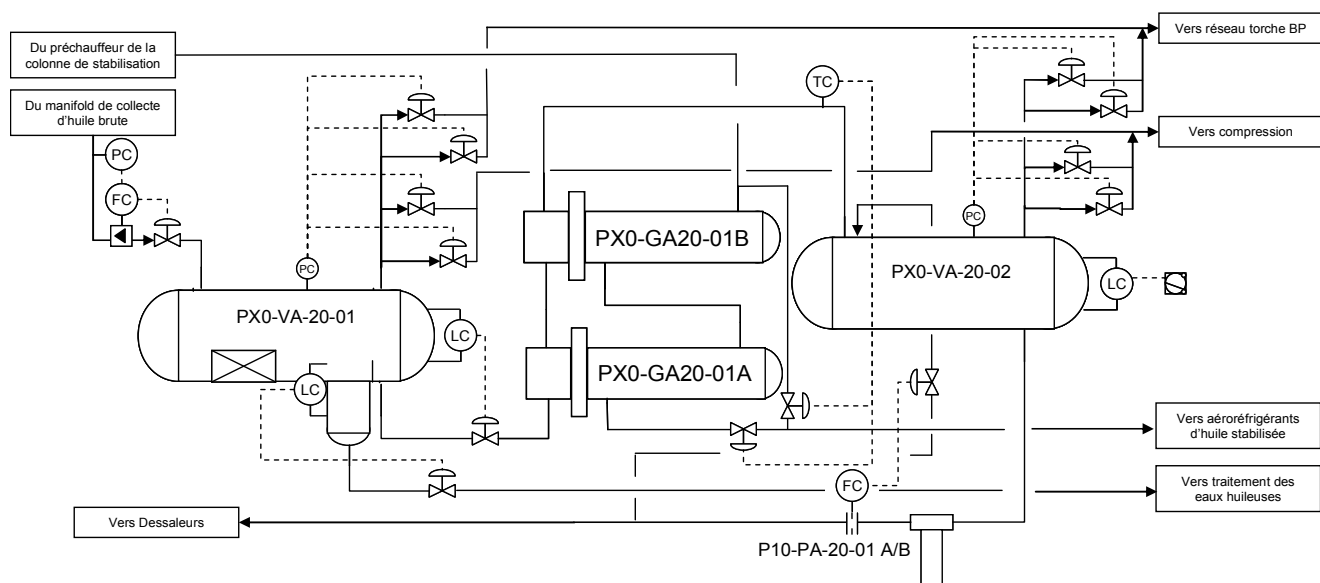
Le réchauffeur d'huile est constitué de deux calandres en série. Chaque calandre peut être by-passée. Le réchauffeur d'huile P10-GA-20-01 A/B et le préchauffeur de la colonne de stabilisation P10-GA-21-01 A/B font partie du schéma

d'intégration thermique de l'unité et permettent de récupérer une partie de la chaleur de l'huile chaude stabilisée en fond de colonne.

b) Séparateur Biphase

L'huile chauffée à 70°C alimente le séparateur biphase P10-VA-20-02 qui constitue le deuxième étage de séparation. Il est opéré à 5 barg. Le gaz de flash dû à la chauffe dans le réchauffeur d'huile et à la détente à 5 barg dans le séparateur biphase est envoyé vers la compression via le collecteur de gaz de flash sous contrôle de pression, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est pompée du séparateur biphase vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales, P10-PA-20-01 A/B (2 x 100%).

Le séparateur biphase est équipé d'une plaque de tranquillisation pour améliorer la séparation ainsi que d'un dévésiculeur installé sur la sortie gaz pour limiter l'entraînement de liquide vers le collecteur de gaz de flash. Un analyseur d'eau dans l'huile est installé sur la sortie huile du séparateur biphase.



FigureI. 5 – Séparation d'Huile

1.5.3.1.3 Unité de Traitement et de Stabilisation de l'Huile Brute

a) Dessalage

Le package de dessalage permet de diminuer la teneur en BS&W en sortie du package à 0.1% volume et la concentration en sel à 20 mg/l équivalent NaCl (données

de design du dessaleur) afin de respecter les spécifications en eau et sel de l'huile stabilisée au niveau du stockage (concentration en sel inférieure à 40 mg/l et BS&W inférieure à 0.1% volume garanties en sortie d'UTBS) et de limiter l'encrassement de la colonne par dépôts de sel. Le package de dessalage est constitué de deux dessaleurs électrostatiques en série. A l'intérieur de chaque dessaleur, un champ électrostatique est imposé afin de favoriser la coalescence des gouttelettes d'eau dispersées et pour former des gouttes plus grandes qui se séparent plus facilement par gravité. L'eau de lavage est injectée en amont du deuxième étage de dessalage. A l'entrée de chaque étage, une vanne de mélange permet de créer une émulsion et de favoriser un mélange intime de la phase eau dispersée (eau de production) et de l'eau de lavage et de diminuer ainsi la concentration en sel de la phase aqueuse. L'eau séparée dans le premier étage de dessalage est envoyée vers le package de traitement des eaux huileuses par contrôle de niveau d'interface. Une partie de l'eau est recyclée vers l'entrée du premier étage grâce à la pompe de recyclage premier étage P10-PA-21-02 A/B (2 x 100%). L'eau séparée dans le deuxième étage de dessalage est pour une partie recyclée vers le premier étage grâce à la pompe de recyclage deuxième étage P10-PA-21-03 A/B (2 x 100%), l'autre partie étant être recyclée vers l'entrée du deuxième étage. Ces recyclages permettent d'assurer une quantité d'eau suffisante à l'entrée des dessaleurs tout en diminuant la quantité d'eau fraîche nécessaire. Une injection de désémulsifiant est possible en amont de chaque étage de dessalage, en amont de la vanne de mélange.

Chaque étage de dessalage dispose de sa propre ligne de by-pass.

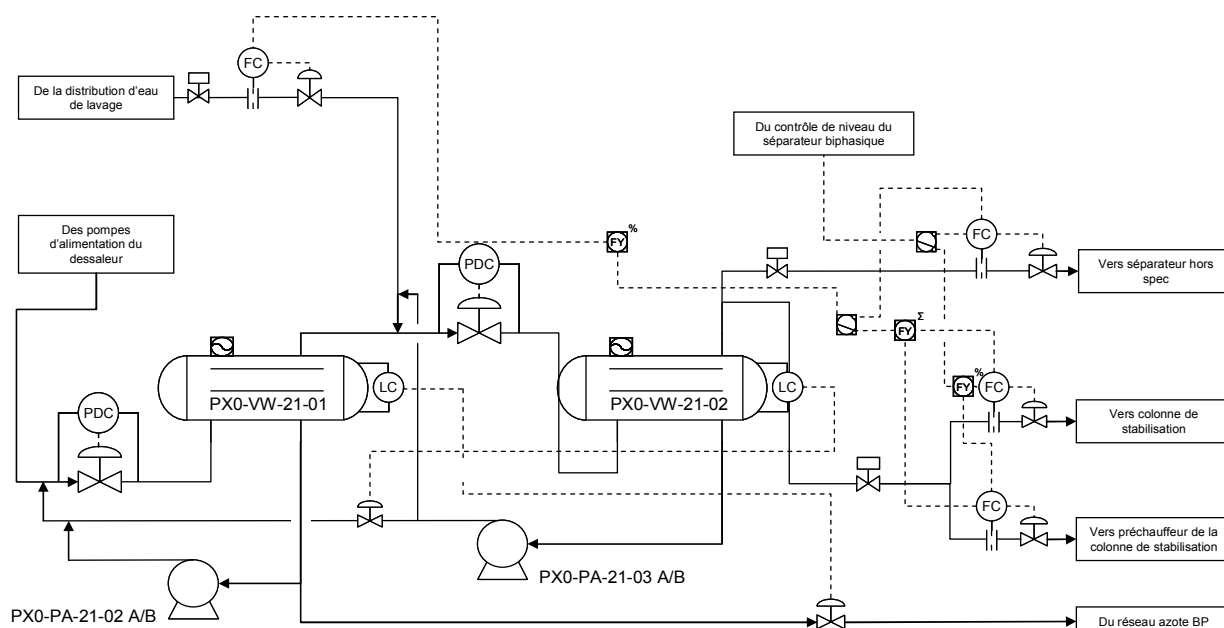


Figure I.6 – Dessalage

b) Stabilisation

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation P10-CB-21-01. 25% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide) ; 75% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation P10-GA-21-01 A/B (alimentation chaude de la colonne). Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux calandres en série. Chaque calandre peut être by-passée. La température de l'huile provenant du package de dessalage est de 70°C environ. Elle passe côté tubes et elle est chauffée par l'huile stabilisée qui passe côté calandre. Afin d'optimiser la récupération de chaleur, la température de l'huile stabilisée en sortie du préchauffeur, côté calandre, est réglée à 120°C.

La colonne de stabilisation opérant à 5 barg permet de retirer les composés les plus légers du brut et d'atteindre en fond de colonne la TVR ('tension de vapeur Reid') requise pour le stockage dans les bacs à toit flottant. En d'autres termes, la colonne de stabilisation permet d'augmenter la température de vaporisation de l'huile stabilisée au-dessus de la température de sortie des aéro-réfrigérants d'huile. La chaleur en fond de colonne est fournie par le four de rebouillage P10-FA-21-01.

La colonne de stabilisation permet d'atteindre une TVR de 7 psi dans le cas été (c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 61°C à pression atmosphérique) et de 10 psi dans le cas hiver (c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 42°C à pression atmosphérique).

La colonne de stabilisation comporte 21 plateaux réels. 8 plateaux à 2 passes sont installés dans la partie supérieure de la colonne, 13 plateaux à quatre passes dans la partie inférieure. L'alimentation froide liquide est réalisée en tête de colonne, au-dessus du plateau 21 ; l'alimentation chaude mixte est réalisée au-dessus du plateau 13.

Afin de limiter la présence de sel dans la colonne, des soutirages d'eau sont installés sur les plateaux 11 et 19. Ils permettent de collecter l'eau qui s'écoule par différence de densité dans des pots de récupération. L'eau accumulée est drainée manuellement vers le package de traitement des eaux huileuses.

Le liquide descendant du plateau 1 est mélangé à l'huile stabilisée en fond de colonne qui ne comporte pas de cloison.

Une partie de l'huile en fond de colonne alimente le four de rebouillage P10-FA-21-01 par les pompes de recirculation du rebouilleur P10-PA-21-01 A/B/C (3 x 50%). Le four apporte la chaleur nécessaire à la stabilisation et permet la vaporisation d'une partie de l'huile stabilisée. Le retour vers la colonne du mélange biphasique en sortie du four de rebouillage est réalisé sous le plateau 1. La vapeur alimente le plateau 1 alors que le liquide est mélangé au liquide stabilisé en fond de colonne et en vaporise une partie.

Le four de rebouillage est un four à tirage naturel à quatre passes. Le débit vers les passes est équilibré manuellement. Le four dispose de six brûleurs et six pilotes. Le gaz provient du système de gaz combustible. Un pot de récupération est installé en amont du package de gaz combustible pour collecter le liquide éventuellement présent dans le gaz. Chaque four dispose de son propre ballon d'azote haute pression pour permettre l'étouffement du four en cas d'incendie.

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 P10-GC-21 A/B/C/D, constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à pales variables.

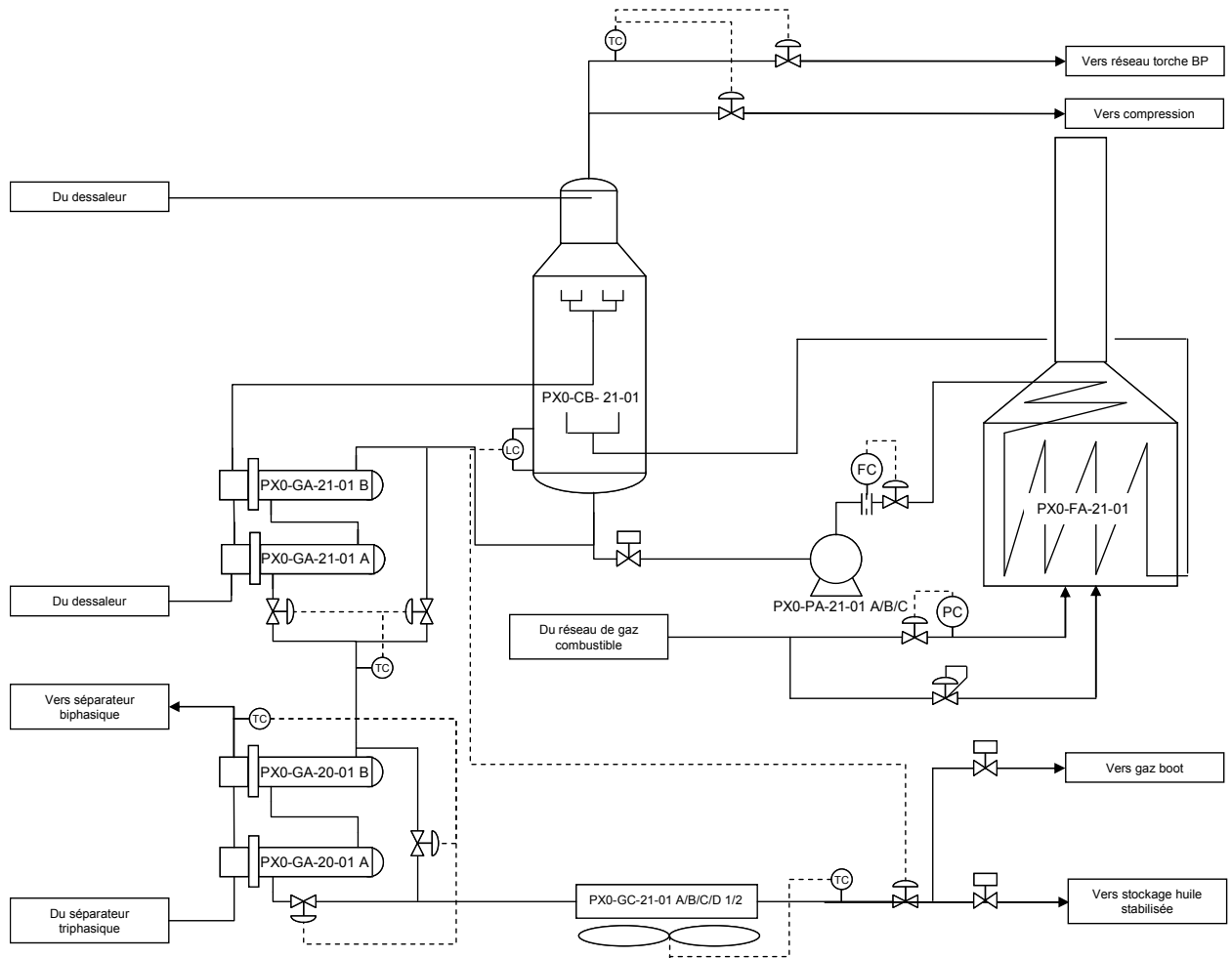


Figure I.7 – Stabilisation

I.5.3.1.4 Stockage, Comptage et Expédition de l'Huile Stabilisée

a) Bacs de stockage d'huile stabilisée

En sortie des aéroréfrigérants, l'huile provenant des différentes unités de traitement alimente les bacs de stockage à toit flottant via le collecteur commun d'huile stabilisée. Quatre bacs à toit flottant d'une capacité de stockage utile de 50 000 m³ chacun sont installés (310/320/330/340-RA-22-01). En fonctionnement normal, un bac est en remplissage et un bac est en vidange. Les bacs sont équipés d'un toit pouvant monter et descendre dans la virole en suivant le niveau de liquide. Un joint est prévu sur le pourtour du toit pour isoler l'huile de l'air. Les bacs à toit flottant sont prévus pour stocker des liquides non flashant, le toit reposant sur le liquide. En cas de dégazage, des systèmes d'évacuation du gaz sont prévus afin d'éviter le soulèvement du toit.

b) Pompes Booster et pompes d'expédition de l'huile stabilisée

Lors de l'expédition de l'huile vers HEH, des pompes booster et d'expédition permettent d'envoyer l'huile stabilisée dans le pipeline reliant UTBS à CIS. Les pompes booster 350-PA-22-01 A/B/C/D (4 x 33%) et les pompes d'expédition 350-PA-22-01 A/B/C/D (4 x 33%), installées en série, permettent d'expédier l'huile stabilisée d'UTBS vers le centre de stockage de HEH via le pipeline de 30'' installé entre UTBS et CIS puis via le pipeline existant de 24'' reliant CIS à HEH. Les pompes booster sont des pompes centrifuges verticales et fournissent une pression d'aspiration suffisamment grande pour les pompes d'expédition qui sont des pompes centrifuges horizontales nécessitant un NPSH disponible élevé. Les pompes booster et d'expédition permettent d'exporter la production journalière de l'UTBS (300 000 barils) en 18 heures sous contrôle de débit. Une vanne de débit minimum est prévue pour la protection de chacune des pompes (booster et d'expédition), l'huile recyclée retournant dans le bac de stockage en mode expédition.

c) Package de comptage d'huile stabilisé

Le débit d'huile expédiée est mesuré par le package de comptage de l'huile stabilisée 360-UO-22-01.

Le package de comptage comporte 2 branches en parallèle (2 x 100%), un système de prise d'échantillon automatique et d'une ligne de calibration. Chaque ligne de comptage est équipée d'un capteur de débit de type ultrasonique de haute précision et de capteurs de pression et de température permettant la correction du débit expédié. Chaque ligne de comptage dispose de totalisateurs permettant de connaître le volume total expédié.

Afin de conserver la précision du capteur de comptage, une calibration régulière est nécessaire. Une boucle de calibration est installée en sortie des lignes de comptage pour étalonner le débitmètre ultrasonique. Cette boucle de calibration peut, grâce à un jeu de vannes adéquat, être positionnée en série des lignes de comptage d'huile. La boucle de calibration est constituée d'une ligne de volume connu située entre deux gares de racleurs dans laquelle circule un racleur. Des capteurs permettent de connaître avec précision le temps mis par le racleur pour parcourir la ligne de calibration. Ceci permet de connaître le débit transféré dans la boucle d'étalonnage et dans les lignes de comptage. Afin d'augmenter encore la précision du système, une

vanne 4 voies permet de faire circuler le racleur plusieurs fois dans la ligne de comptage dans un sens et dans l'autre. La comparaison entre le débit mesuré par le débitmètre ultrasonique et la boucle d'étalonnage permet de vérifier la qualité de mesure du débitmètre et de corriger des éventuelles erreurs.

Un système d'échantillonnage automatique prélève régulièrement une petite quantité d'huile en sortie des lignes de comptage de manière à obtenir un échantillon significatif représentatif de l'huile stabilisée expédiée. Une bouteille est reliée à une boucle de circulation en circuit fermé et une vanne automatique permet la prise d'échantillon de manière régulière.

d) Gares de racleurs et pipeline d'expédition vers UTBS

pipeline de 30'' dispose d'une gare de racleur de départ située au niveau de l'UTBS et d'une gare de racleur d'arrivée située au niveau du raccordement avec le pipeline 24'' CIS-HEH. Les gares sont prévues pour des racleurs conventionnels. La gare de racleur d'arrivée dispose d'un réservoir de drain atmosphérique enterré pour récupérer le L'UTBS est relié au pipeline CIS-HEH par un nouveau pipeline enterré de 30''. Ce 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 peut être ensuite vidé par camion équipé d'un tuyau suçoir.

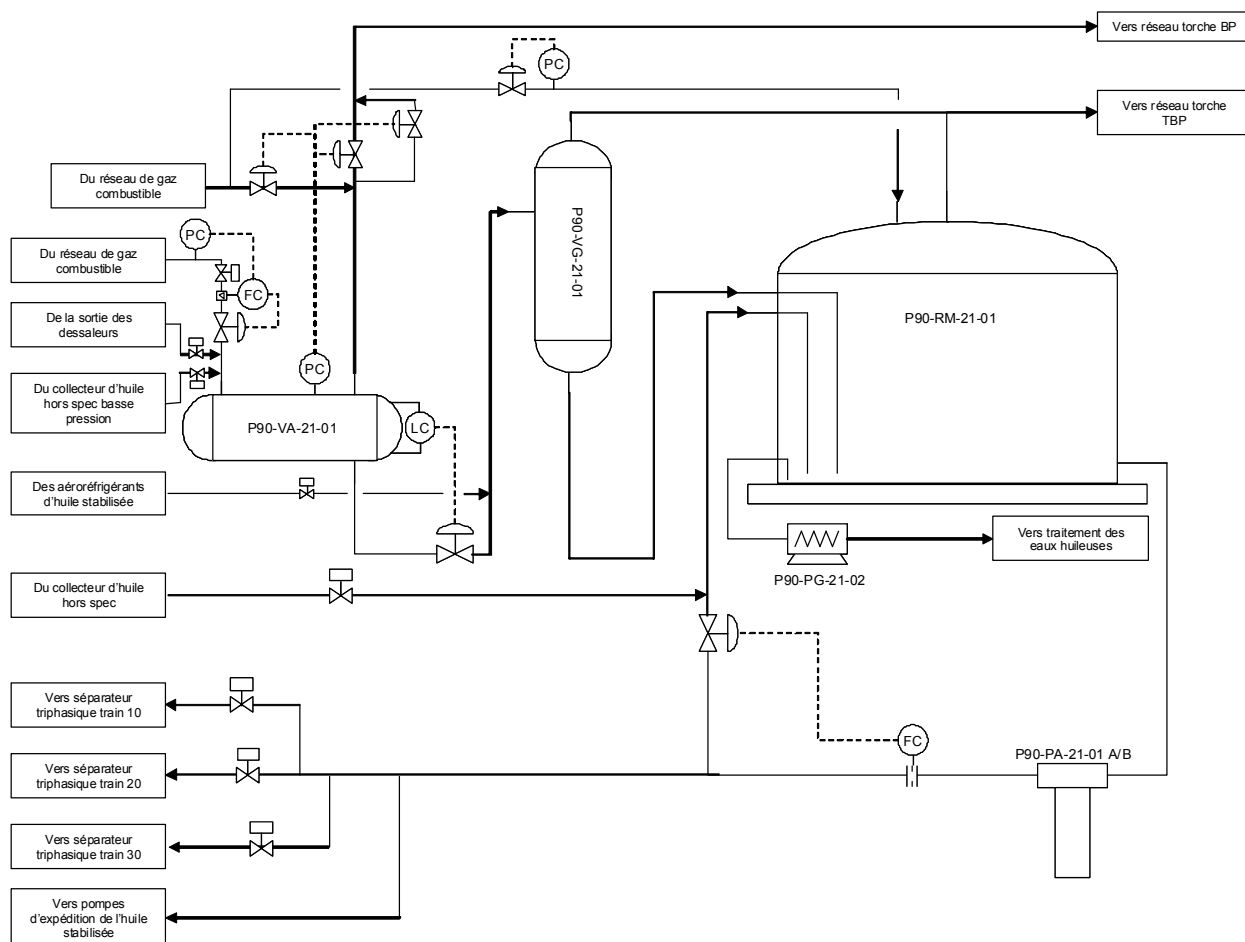


Figure I.8 – Système d’Huile Hors-Spec

1.5.3.1.5 Unité de Compression de Gaz

Le gaz associé (« gaz de flash ») provenant des séparateurs triphasiques, des séparateurs biphasiques et des colonnes de stabilisation des unités de traitement d’huile est envoyé dans le collecteur commun de gaz de flash opérant à 4.4 barg. Une partie du gaz de flash est utilisé au sein de l’UTBS comme gaz combustible (voir paragraphe 0). L’excès de gaz est comprimé et expédié vers l’unité de GPL située au CIS.

Le système de compression de gaz de flash consiste en quatre trains de compression identiques (trois trains en opération, un train en attente). Chaque train comporte deux compresseurs centrifuges (compresseur de 1^{er} étage et compresseur de 2^{ème} étage) installés sur le même arbre avec un corps commun et entraînés par un moteur électrique commun. La pression dans le collecteur commun d’aspiration est régulée grâce aux vannes de laminage situées à l’entrée de chaque train et au répartiteur de charge (load sharing) des trains de compression.

Dans la description ci-dessous, les repères d'équipements sont donnés pour le train de compression G51.

Le KO drum de gaz de flash G51-VD-23-01 situé à l'aspiration du premier étage de compression permet de séparer le liquide du gaz de flash. En effet, en raison de l'entraînement de gouttelettes des séparateurs et des colonnes de stabilisation et de la condensation thermique éventuelle dans le collecteur, le gaz de flash arrivant dans le collecteur commun d'aspiration contient un peu de liquide. Ce liquide est collecté dans le KO drum de gaz de flash et il est envoyé par contrôle de niveau vers le ballon de drains fermés. Le gaz en sortie du KO drum de gaz de flash est comprimé dans le premier étage de compression G51-KA-23-01. Le premier étage de compression dispose de sa propre ligne d'anti-pompage piquée sur la sortie du KO drum inter-étage, le retour étant connecté à l'entrée du KO drum de gaz de flash.

Le gaz chaud en sortie du premier étage de compression est refroidi dans le réfrigérant inter-étage G51-GC-23-01 constitué d'une baie et de deux ventilateurs à pales variables. Le liquide dû à la condensation du gaz dans le réfrigérant inter-étage et au recycle de condensats du KO drum de décharge est collecté dans le KO drum inter-étage G51-VD-23-02 et il est recyclé vers les unités de traitement d'huile (séparateurs triphasiques) via un collecteur de condensats commun aux quatre trains de compression. Le gaz en sortie du KO drum inter-étage est comprimé dans le deuxième étage de compression G51-KA-23-02. Le deuxième étage de compression dispose de sa propre ligne d'anti-pompage piquée sur la sortie du KO de décharge, le retour étant connecté à l'entrée du KO drum inter-étage.

Le gaz chaud en sortie du deuxième étage de compression est refroidi dans le réfrigérant de décharge G51-GC-23-02 constitué d'une baie et de deux ventilateurs à pales variables. Le liquide dû à la condensation du gaz dans le réfrigérant de décharge est collecté dans le KO de décharge G51-VD-23-03 et il est recyclé vers l'entrée du KO drum inter-étage.

Chaque train de compression dispose de sa propre ligne de dépressurisation automatique piquée sur le KO drum de décharge.

Le gaz comprimé par les différents trains de compression est collecté dans le manifold commun d'expédition de gaz et il est envoyé vers l'unité de GPL de CIS via

le pipeline enterré de 16". Ce pipeline est équipé d'une ligne de dépressurisation manuelle au niveau d'UTBS.

Une vanne de contrôle de pression sur le collecteur commun d'expédition permet de maintenir une contre-pression suffisante dans les phases de démarrage ou à bas débit.

Le pipeline d'expédition de gaz dispose d'une gare de racleur de départ située au niveau de l'UTBS et d'une gare de racleur d'arrivée située au niveau du raccordement avec le pipeline d'arrivée de l'unité GPL de CIS. Les gares sont prévues pour des racleurs conventionnels.

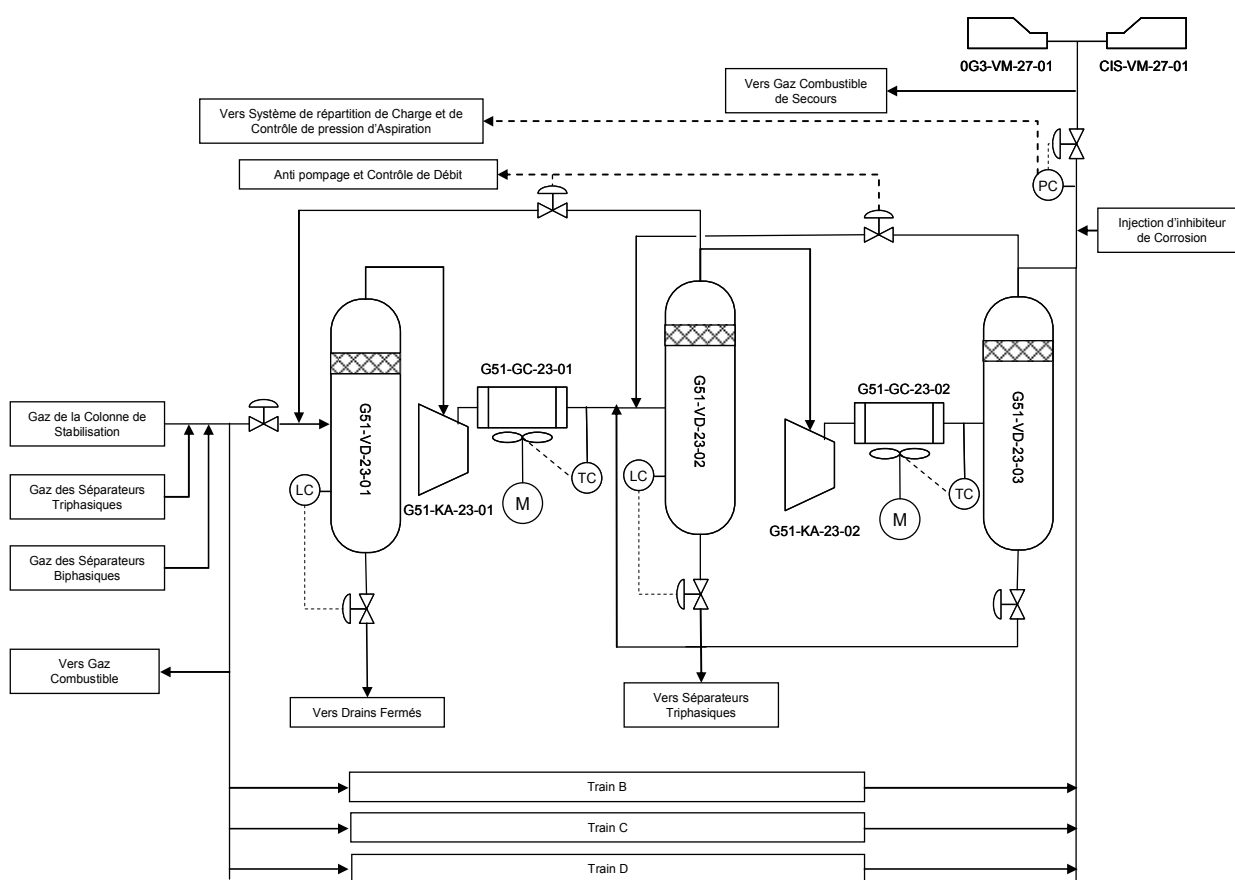


Figure I.1 – Compression de Gaz

I.5.3.1.6 Unités Utilités

- Gaz Combustible
- Drains Fermés
- Eau Potable
- Systèmes de Torche
- Eau Brute
- Drains Ouverts

-Traitement des Eaux Huileuses	-Eau Incendie & Émulseur
-Air Service et Air Instrument	-Azote
-Traitement de l'Huile de Lubrification	-Stockage et Distribution de Diesel
-Système Électrique	-Station d'Épuration des Eaux Usées
-Injection de Produits Chimiques	

I.5.3.2. Moyen mis en œuvre pour la protection active contre l'incendie

L'UTBS dispose :

- D'un réseau maillé d'eau incendie et d'une pomperie d'eau incendie.
- D'un réseau maillé d'émulseur alimenter en émulseur a partir d'une réserve centrale d'émulseur et d'une pomperie d'émulseur.
- DE skids de déluge assurant l'alimentation en eau ou en solution moussante du système fixe de lutte contre l'incendie.

La protection active contre l'incendie de l'UTBS est réalisé à partir moyen suivant :

- Systèmes fixes pour protection des réservoirs de stockage : canons à mousse, déversoirs à mousse, demi couronnes de refroidissement et boites à mousse.
- Systèmes de déluges automatiques.
- Lances monitors avec réserve individuelle d'émulseur.
- Rideaux d'eau autour des fours des unités de traitement d'huile.
- Systèmes fixes alimentés en eau incendie : poteaux incendie, robinets incendie armés.
- Véhicule de lute contre l'incendie.

- Moyens mobiles et portables (extincteurs).
- Systèmes d'extinction par gaz inerte.
- Systèmes d'extinction à poudre.
- Systèmes d'extinction à eau brumisée.

En fonction de la nature de l'incident à combattre, un ou plusieurs systèmes pourront être mis en œuvre. [2]

CHAPITRE II :

Généralités sur le pétrole brut

II.1. Origine du pétrole brut

Depuis sa découverte, ainsi que son importance, plusieurs savants se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théories étaient émises, mais seules deux d'entre elles étaient prises en considération.

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER.

Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole.

II.2. Le pétrole brut

Le pétrole est un mélange de différents produits hydrocarbonés, utilisable dans les différentes branches de l'industrie et des moteurs à combustion.

La qualité d'un brut dépend largement de son origine, sa couleur, sa viscosité, sa teneur en soufre, son point d'écoulement et sa teneur en minéraux.

La structure de chaque raffinerie doit tenir compte de tous ces facteurs. En plus, une raffinerie doit être conçue pour traiter une gamme assez large de bruts. Bien que, il existe des raffineries conçues pour traiter uniquement un seul brut, mais ce sont des cas particuliers où la ressource estimée en brut est assez conséquente.

II.3. Composition du pétrole brut

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures.

Parmi les composants du pétrole, on compte également les composés oxygénés, le soufre et l'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%), aussi on a pu constater la présence dans les cendres du pétrole du chlore, phosphate, silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni..... etc.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements suivants :

- Les paraffines (alcanes) ;
- Les naphtènes ;
- Les hydrocarbures aromatiques ;

II.3.1. Les hydrocarbures paraffiniques (Alcanes)

Ces hydrocarbures sont saturés ayant la formule générale C_nH_{2n+2} ; la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable.

Si cette teneur est supérieure ou égale à 50%, on dit que le pétrole est paraffinique, on distingue :

- Les paraffines gazeuses ;
- Les paraffines liquides ;
- Les paraffines solides.

II.3.2. Hydrocarbures naphténiques (Cyclanes)

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale C_nH_{2n} . Ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bicycliques et polycycliques.

Si leur teneur est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphténiques.

II.3.3. Hydrocarbures aromatiques

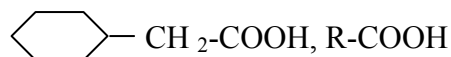
Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale C_nH_{2n-6} , ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de benzène, toluène, xylène et leurs dérivés. Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique.

II.3.4. Hydrocarbures insaturés (oléfines)

Le pétrole ne contient pratiquement pas d'hydrocarbures insaturés ; ils sont surtout produits par le traitement des produits pétroliers dans les procédés thermiques et thermocatalytiques.

II.3.5. Composés oxygénés

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et d'acides Naphténiques



Leur teneur dans le pétrole est faible (1 ÷ 2%)

II.3.6. Composés azotés

Ce sont des composés hétérocycliques contenant l'azote, leur teneur dans le pétrole est d'environ 2,5%.

II.3.7. Substances résineuses et Asphaltiques

Ces substances sont présentées dans le pétrole sous forme d'un mélange très complexe de composés hétérocycliques à noyau contenant le soufre, l'azote, l'oxygène et les métaux, leurs teneurs varient entre (10 et 20%)

II.3.8. Substances minérales

Le pétrole brut contient de l'eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sédiments.

II.4. Spécification du pétrole

II.4.1. La densité (specific gravity)

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend de cette propriété, souvent exprimée en degré API.

Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, même, on observe aussi des variations de densité d'un puits à un autre dans le même champ.

II.4.2. Point d'écoulement

Lorsque le pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, si l'abaissement de la température est suffisant, le pétrole brut cesse d'être fluide et s'approche à l'état solide.

Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité. En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée.

Le point d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre : -60°C et +30°C

II.4.3. Viscosité

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

II.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbure léger.

On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0.2 bars à 37.8°C a un point d'éclair inférieur à 20°C

II.4.5. Teneur en soufre

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension.

D'une manière générale, la teneur total en soufre d'un brut est comprise entre 0.05 et 5 % en poids, le rapport qui s'accorde avec la teneur en soufre des débris organiques qui sont à l'origine du pétrole brut.

II.4.6. Teneur en azote

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, iso quinoléine, pyridine) ou neutre (pyrrole, indole, carbazole)

Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable.

Il se décompose sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou de l'ammoniac qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation.

II.4.7. Teneur en eau, sédiments et sels

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, érosion, dépôts et bouchages.

Dans le brut l'eau se trouve en partie dissoute ou sous forme d'émulsion plus ou moins stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltènes ou de certains agents tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

Les sédiments sont des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau, peuvent être entraînés avec le brut. Ce sont de fines particules de sable, de boue de forage ou de débris de roche. La présence de tels produits dans le pétrole est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent boucher les tuyauteries et détériorer la qualité des fuels.

La présence de sels minéraux dans le pétrole pose de sérieux problèmes lors du traitement, bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de PPM.

II.5. Classification du pétrole

On distingue les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre, selon leur provenance, selon la gravité API et leur teneur en différents classes d'hydrocarbures.

II.5.1. Selon leur teneur en classes d'hydrocarbures

Le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires, on distingue 3 catégories de bruts :

- Les bruts à prédominance paraffiniques ;
- Les bruts à prédominance naphthéniques ;
- Les bruts à prédominance aromatiques ;

II.5.2. Selon leur provenance

On distingue les provenances tel que : Golf Persique, mer du Nord, Venezuela et Nigeria . Les bruts les plus connus sont l'Arabian light (brut de référence du Moyen Orient), le Brent (brut de référence européen) et le West Texas Intermediate (WTI) (brut de référence américain)

II.5.3. Selon leur gravité API

L'échelle API rend compte de la densité et donc de la longueur des chaînes carbonées des composés. Plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd. On peut recommander :

- Le pétrole est léger (light) si le degré API est supérieur à 31.1
- Le pétrole est moyen (médium) s'il est compris entre 22.3 et 31.1
- Le pétrole est lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22.3
- Le pétrole est extra lourd (extra heavy) s'il est inférieur à 10. [3]

CHAPITRE III :

La séparation

III.1.Généralités

Les fluides en place dans le gisement sont un mélange composé d'hydrocarbures liquides ou gazeux et d'eau.

Les hydrocarbures sont presque toujours de la série paraffinique dont la forme générale est : C_nH_{2n+2} . A la pression atmosphérique et la température ambiante ces mélanges se présentent sous forme gazeuse ou sous forme bi phasique, rarement sous forme entièrement liquide. Les constituants qui se présentent entièrement sous forme liquide dans ces conditions sont l'heptane (C_7) et ses homologues supérieurs.

Les autres constituants notamment le pentane (C_5) et l'hexane (C_6) sont en général partiellement dissous. Par contre le méthane (C_1) et l'éthane (C_2) sont presque intégralement vaporisés.

A l'origine ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition et des conditions de pression et de température dans le gisement.

La production des fluides du gisement détruit cet équilibre par les effets des pertes de charge dans la roche réservoir, dans le tubing de production et dans la collecte de surface, et de la baisse de température.

En conséquence les gaz dissous sortent de leur solution et se libèrent de l'huile, aussi des hydrocarbures et de l'eau se condensent à partir du gaz.

Le centre de traitement reçoit donc en définitive des bouchons alternés de gaz humide, d'eau libre et de l'huile encore chargée en gaz dissous.

III.2.Objectifs de la séparation

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client d'un produit conformes à des normes des spécifications définies :

- Densité
- Viscosité
- B.S.W (Basic and sediment water)
- Salinité
- Tension de vapeur

Par ailleurs dans les installations de traitement, il est indispensable de protéger certains équipements contre certains fluides comme par exemple:

Les gaz contenant des particules ou solides à des compresseurs centrifuges qui risquent d'être sérieusement endommagés.

Les pompes centrifuges qui risquent de cavité s'il y a présence de poches de gaz dans le liquide pompé.

III.3.Principes De Physique Dans La Séparation

Les fluides ainsi que les corps solides en mouvement possèdent une énergie cinétique ($E_c = \text{Masse} \times \text{Vitesse}^2$).

Pour pouvoir séparer deux fluides non miscibles de densités différents (Par exemple : huile et eau) ou un fluides d'un solide, on peut agir sur l'énergie cinétique en l'annulant, favorisant ainsi l'effet d'inertie qui est différent selon la densité de chaque composant.

Par ailleurs, ce sont les turbulences créées par le régime d'écoulement laminaire.

Les trois principes physiques essentiellement utilisés dans la séparation sont:

III.3.1.Effet de la gravité

Lorsque la force de pesanteur prévaut sur la force d'entraînement.

III.3.2.Effet De La Force Centrifuge

III.3.3 Lorsque le fluide portant est soumis à un mouvement rotatif, les particules lourdes acquièrent une force centrifuge apte à vaincre la force d'entraînement; par conséquence elles se dirigent vers la partie de l'appareil sur laquelle elle se heurtent et s'arrêtent.

.Effet de l'inertie

Lorsque la présence d'un obstacle oblige le fluide portant à dévier, les particules

Un séparateur peut exploiter un ou plusieurs de ces systèmes de séparation. Dans tous les cas, la vitesse du courant gazeux joue un rôle important dans le mécanisme de séparation, car avec des vitesses trop élevée ou trop faibles, il y a réduction de rendement ou d'autres inconvénients comme l'érosion, etc...

Dans tous les cas, il est indispensable de fixer une valeur optimale de la vitesse et par voie de conséquence, de connaître le diamètre de séparateur pour obtenir une bonne séparation.

III.4. Constitution Générale Des Séparateurs

III.4.1. Définition d'un séparateur :

Un séparateur est un réservoir qui fonctionne à pression constante grâce à un système de vannes à ouverture réglable sur les sorties huile et gaz. Par un système de grillages et de chicanes convenablement disposés à l'intérieur, l'écoulement du mélange est retardé de façon à éviter l'entraînement de gouttelettes liquides dans le gaz et de bulles de gaz dans l'huile.

On ne peut utiliser qu'un seul séparateur; cependant on dispose généralement d'une batterie de séparateurs montés en série chacun étant réglé à une pression bien déterminée, comprise entre la pression de bulle et la pression de stockage. Le but recherché est alors de se rapprocher de la séparation différentielle; si en effet on avait une infinité de séparateurs fonctionnant en série, leurs pressions respectives variant de façon continue depuis la pression de bulle du brut jusqu'à la pression atmosphérique, on aurait exactement la vaporisation différentielle. On sait alors que la masse de gaz libéré est minimale est donc la récupération maximale. Dans la pratique, on se rapprocha rapidement de ce résultat avec un nombre limité d'étapes de séparation.

Le dégazage est due uniquement à des variations de pression et de température. théoriquement, le rôle d'un séparateur se limite à retirer le gaz de l'huile déjà vaporisée dans le tubing et le réseau de collecte dans le cas du premier étage, dans les vannes de contrôle de sortie d'huile pour les étages suivants, et à éliminer les gouttelettes d'huile qui pourraient être entraînées par le gaz.

Pratiquement, le séparateur a une influence sur la quantité du dégazage proprement dit car ce dégazage n'est pas instantané. en effet le temps de rétention de l'huile importe beaucoup car il permet à l'équilibre liquide + gaz de se rapprocher des conditions théoriques. Il importe d'avoir le plus grand temps de rétention.

Temps de rétention : temps de séjour de l'effluent dans le séparateur (≥ 1 minute en moyenne)

Remarque

Le dernier étage de séparation peut être constitué:

- Soit des séparateurs fonctionnant à très faible pression (voisine de la pression atmosphérique) le but est surtout le dégazage avant l'entrée dans les bacs de stockage.
- Soit des séparateurs précédents combinés avec les bacs dégazeurs du type à toit fixe.

- Soit par des " flow-tanks", réservoirs à toit fixe munis d'une ligne de torche, pouvant résister à une surpression de plusieurs dizaines de grammes.

III.4.2. Constitution Des Séparateurs

La séparation des diverses phases constituant un mélange d'hydrocarbures se réalise dans un groupe d'appareil appelé séparateur. Ces appareils sont des récipients métalliques sous pression de formes diverses suivant le but recherché et les dimensions appropriées en fonction:

- Des débits avec divers fluides constituant l'hydrocarbure.
- Des difficultés particulières de séparation.

Ces séparateurs comportent cinq parties fonctionnels :

a. Section de séparation initiale

Dégrossissage maximum de la séparation par une Duse variable tangentielle dans le cas d'un séparateur vertical ; ce qui permet une séparation centrifuge (les constituants les plus lourds vont vers le périphérie, le gaz restant au centre). Sur les séparateurs horizontaux, un déflecteur permet de briser le jet a l'entrée.

b. Section de séparation secondaire:

Avec extraction du gaz du liquide (foaming section). Ceci est obtenu par des chicanes (baffles) sur lesquelles les gouttelettes liquides viennent butter et s'assembler en particules plus grosses

c) Section de sédimentation:

Par gravité, les fluides constituant les liquides se séparent, donc cette section utilise l'effet de la pesanteur.

d) Section d'extraction

Des gouttelettes liquides du brouillard constitué par le gaz qui s'échappe par l'orifice de sortie (demisting section); ceci est réalisé par un dispositif a maille fixe, qui arrête dans le jet gazeux les fines gouttelettes de liquide.

e) Section de collecte

Recueille les divers fluides obtenus à partir de mélange initial. C'est-à-dire l'huile l'eau et le gaz et les composés solubles.

Tableau III.1 Réparation des diverses sections sur les divers types de séparation

Type de séparateur section	VERTICAL	HORIZONTAL	SPHERIQUE
1	au milieu	à une extrémité	au trop de la sphère
2	tout la section	au minimum 50% de la section	section diamétrale
3	tout la section	à 75% de la section	section diamétrale
4	en haut	à l'autre extrémité	légèrement au-dessus du grand axe
5	au fond pour les liquides /sédiments au sommet pour les gaz	Partie inférieure pour Liquide /sédiments Génératrice supérieure Pour les gaz	au fond

III.5. Divers Types De Séparateurs

III.5.1. Séparateur vertical

a. Fonctionnement :

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par des fonds bouchés. L'arrivée de l'effluent s'effectue en général tangentiellement à une circonférence et à peu près à mi-hauteur du séparateur. Le mélange se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de la paroi et le gaz montant à la partie supérieure. Le gaz traverse un tamis extracteur de gouttelettes et est évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur. La capacité des séparateurs verticaux atteint entre 500 et 850 m³/j avec des pressions pouvant atteindre 420 bars.

b. Avantage:

- Traitement possible des hydrocarbures salés.
- Nettoyage aisé.
- Faible encombrement.

- Hydrocarbures pauvres en liquides.
- Utilisé en moyenne et haute pression.

c. Inconvénients:

- Cout assez élevé.
- Transport difficile.
- Séparation tri phasique difficile.
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants.

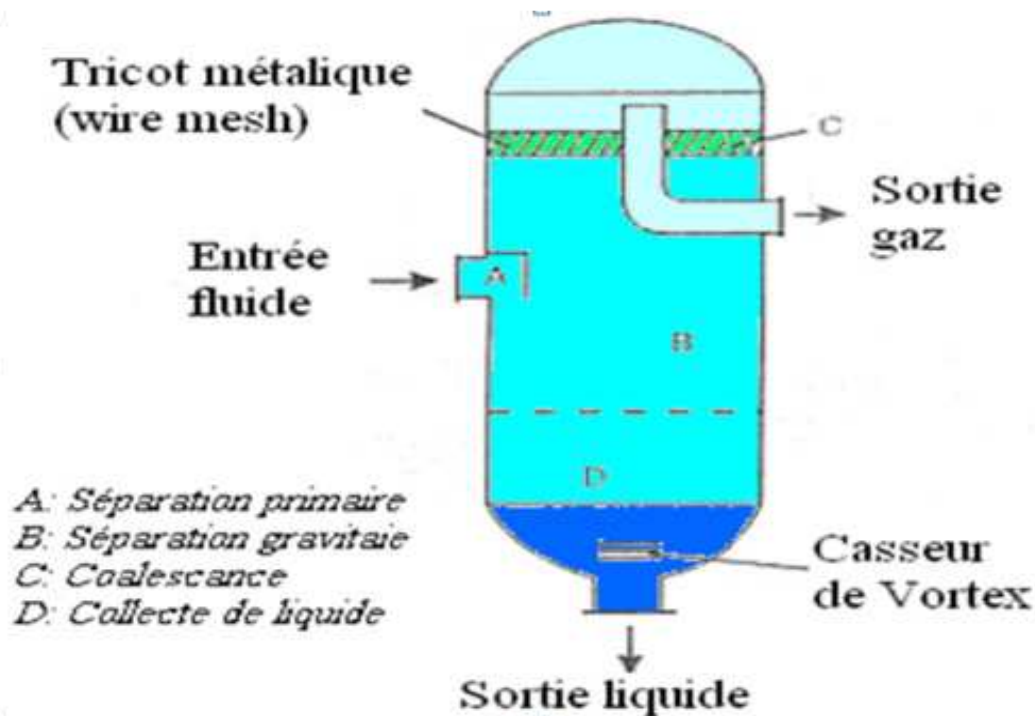


Fig III.1.séparateur verticale.

III.5.2. Séparateur horizontal

C'est un récipient cylindrique horizontal contenant différents éléments pour réaliser les cinq fonctions.

a. Fonctionnement

Le mélange d'hydrocarbures arrive à une extrémité et est projeté sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumule dans la partie supérieure.

Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit << extracteur de brouillard >>, avant de partir par une sortie supérieur, l'huile est soutirée à la partie inférieure. Il est à noter qu'un tel appareil travaille à une certaine pression (sélectionnée pour obtenir la récupération maximale). Cette pression fournit l'énergie nécessaire pour chasser l'huile à la partie inférieure. Afin de conserver toujours une garde d'huile. Cette sortie est contrôlée par une vanne automatique sur la sortie gaz, commandée par un contrôleur de pression. La capacité des séparateurs horizontaux va généralement jusqu'à 5000m³/j, avec des pressions pouvant atteindre 420bars. Au moyen orient, on retrouve des séparateurs horizontaux de très grande capacité pouvant aller jusqu'à 20000m³/j.

b. Avantages :

- Solution économique.
- Transport facile.
- Séparation tri phasique aisée.
- Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.

Si le puits débite par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.

c. Inconvénients

- Limité au moyennes et bases pressions.
- Nettoyage malaisé en cas de production de sédiments.

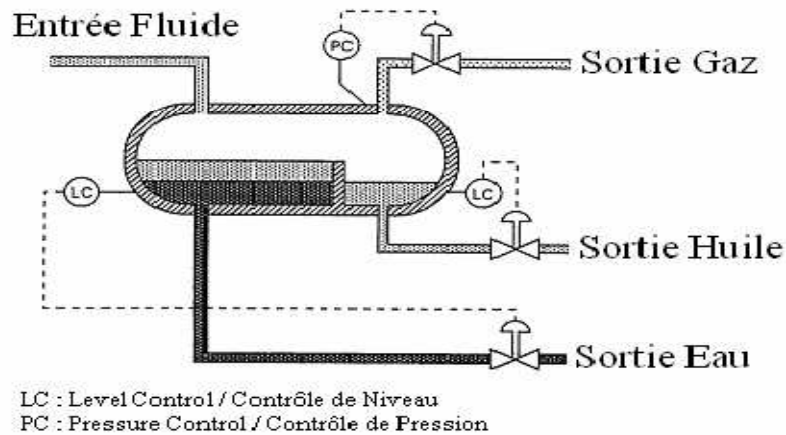


Fig.III.2.séparateur horizontal

III.5.3.Séparateur Sphérique

a.Fonctionnement :

Le mélange d'hydrocarbure rentre du sommet du séparateur et prend un mouvement circulaire sous l'effet d'un déflecteur de forme spirale à l'entrée. Le liquide se répand en nappe sur une calotte semi sphérique à l'intérieur permettant une séparation initiale rapide (liquide – gaz) .Le liquide tombe dans la section d'accumulation, le gaz séparé descend entre la calotte et le corps du séparateur puis change de direction et traverse l'extracteur de brouillard pour sortir par la sortie gaz située sous la calotte. Le double changement de direction permet au gaz de se débarrasser de ses particules liquides. Le liquide s'accumule dans la partie intérieure du séparateur assurant un bon dégazage.

b. Avantages :

- Utilisation possible sur une unité de production OFF SHORE
- Utilise à des très hautes pressions.

c. Inconvénients :

- Séparation 3 phases difficile
- Cout très cher
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbure moussant
- L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante

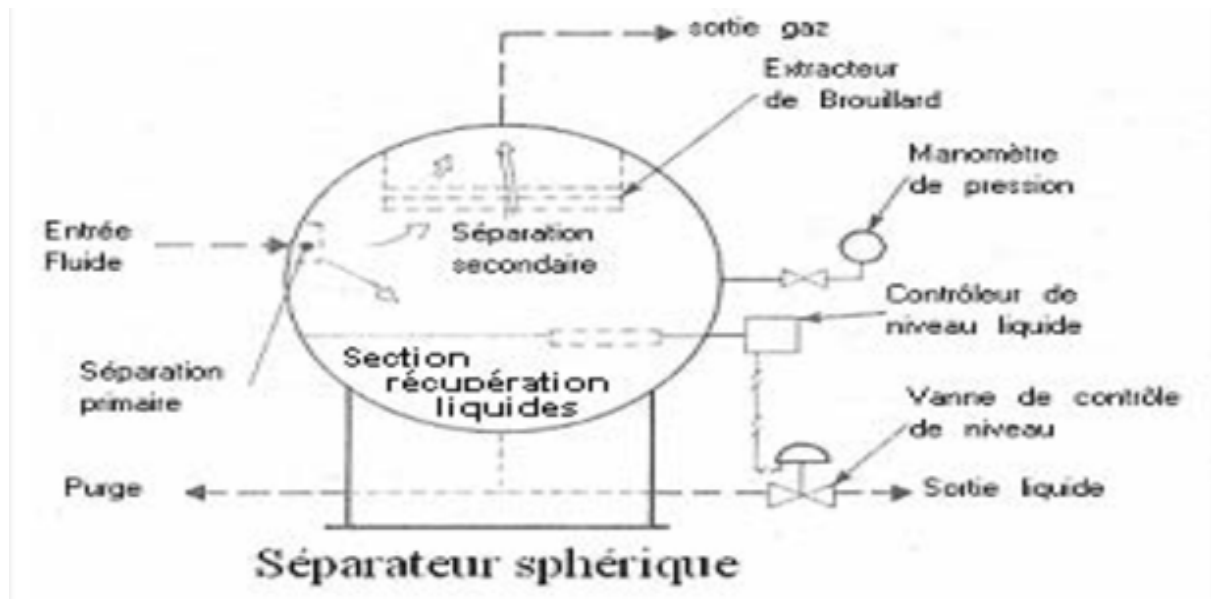


Fig.III.3.Séparateur sphérique.

III.6. Equipements Dans Un Séparateur

III.6.1.Organes de contrôle

- Manomètres: 1,5 à 2 fois la pression de travail
- Thermomètres sur la sortie huile et gaz
- Niveau à glace testée à 2 fois la pression de travail
- signaux d'alarme.

III.6.2. Organes de commande

- vannes automatiques sortie huile et gaz
- Flotteurs de commande
- Circuit d'alimentation du gaz pilote

III.6.3.Soupapes de sécurité

C'est une soupape dont le ressort est taré à la pression maxi du séparateur et fonctionnant en tout rien. Elles sont le plus souvent reliées à la torche gaz par une conduite munie d'un clapet anti-retour. La soupape de sécurité est caractérisée par le diamètre d'entrée et le diamètre de sortie de la bride, une lettre définissant l'orifice ou la Duse.

A l'origine les soupapes sont tarées selon les indications du constructeur. Périodiquement, elles doivent être vérifiées (démontées, nettoyées, graissées, puis tarées). Au tarage à la pression voulue la soupape doit déclencher brusquement.

III.6.4. Plaque d'éclatement

C'est un disque servant à assurer la sécurité du séparateur sous pression en cas de défaillance de la soupape de sécurité. Les caractéristiques de la plaque d'éclatement sont portées sur la queue. Elle est généralement cale entre deux brides. La pression d'éclatement comprise entre 1,1 et 1,2 de la pression maxi de travail du séparateur. Les caractéristiques de la plaque sont calculées à une température de 21°C.

III.6.5.Organes d'entretien

- Trou d'homme
- Purge de vidange
- Témoin anti- corrosion

III.7.Paramètres de Fonctionnement d'un Séparateur

III.7.1.pression de séparation:

La pression de fonctionnement des séparateurs n'est pas indifférente .On constate que pour un nombre d'étages donné , il existe une pression optimale

Pour chaque étage, telle que la quantité d'huile récupérée est maximale .Cette augmentation de la quantité de liquide au stockage pour une production donnée des puits, n'est pas due à une meilleure récupération des gouttelettes de liquide entraînées dans les gaz, mais grâce à ce choix des pressions on maintient en solution une plus grande quantité de produits, tel que le propane, le butane et le pentane qui se seraient volatilisés en d'autres conditions de séparation.

En pratique il existe des plages de pressions optimales .Dans le cas du brut de Hassi Messaoud, ces plages sont de 20 à 35 kgf/cm² pour le premier étage, de 4 à 6kgf/cm² pour le deuxième étage.

Lorsque plusieurs séparateurs travaillent en parallèle, les pressions du premier étage doivent être maintenues identiques, afin d'éviter un écoulement préférentiel vers un séparateur travaillant plus basse pression qui serait ainsi surchargé. C'est pourquoi on a intérêt à avoir des manomètres parfaitement étalonnés pour s'assurer que les charges en liquide et en gaz sont équivalentes. Le meilleur moyen est de comparer les pressions de sorties des instruments de contrôle et les débits des gaz sur les enregistreurs .Ces valeurs doivent être théoriquement égales pour les séparateurs HP pratiquement, on aura toujours les différences de débits d'un séparateur a autre.

III.7.2. température de séparation:

Une augmentation de température a le même effet qu'une diminution de pression le volume de gaz augmente et par suite, sa vitesse ce qui diminue la capacité du séparateur Niveau à glace.

Ils doivent être propre et les niveaux d'interface seront réglés sur les repères fixés par le constructeur.

Les niveaux ne sont pas relevés comme les pressions. Cependant, leur surveillance est aussi importante que celle des pressions. Lors des relevés de ces dernières, il est bon de contrôler les niveaux. Normalement le niveau ne doit dépasser le milieu de niveau à glace, car les vagues qui se produisent dans le séparateur peuvent passer par-dessus les plaques horizontales. Il ne doit pas, non plus être réglé trop bas, afin d'obtenir un temps de rétention de l'huile. [4]

CHAPITRE VI:

Résultats et discussions

VI.1. Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux

Pour déterminer le dimensionnement de séparateur gaz- liq horizontal il faut calculer les paramètres suivant :

VI.1.1. Q_v , le débit volumique de la vapeur

VI.1.2. Q_L , le débit volumique du liquide

VI.1.3. U_T , la vitesse critique

On défini U_T par l'équation de Souders-Brown $U_T = K\sqrt{(\rho_L - \rho_v)/\rho_v}$ [ft/s] (1)

Tableau N°(1) : Valeurs de K pour les séparateurs

- **GPSA Handbook**

$0 < P < 1500$ P_{isg} : $K = 0,35 - 0,01 (P - 100)/100$

(P_{isg}+P_{atm}=P_{isa})

Particularités : - Vapeur sous vide : $K = 0,2$

- Solution amine-glycol : multiplier K par 0,6 à 0,8

-Ballon d'aspiration d'un compresseur : $K=K*0,7$ à 0,8

-Ballon en amont d'un expandeur : $K=K*0,7$ à 0,8

- Ballon en amont d'un déshydrateur : $K=K*0,7$ à 0,

Remarque : Pour un ballon vertical ou horizontal sans demister divisé $K = K/2$

- **Détermination U_v (la vitesse admissible) [5]**

$U_v = 0,75 * U_T$ [ft/s] (2)

VI.1.4. choisir le temps de hold up (T_H)

Tableau VI.2: recommandation pour le choix du hold up time et surge time en fonction du service du ballon

	Hold up time (mn) NLL-LLL	Surge time (mn) NLL-HLL
A)- Ballon d'alimentation d'une unité	10	5
B)-Ballon séparateur alimentant		
1- une colonne	5	3
2-un autre ballon ou réservoir		
a)-avec une pompe à travers un échangeur	5	2
b)-sans pompe	2	1
3- alimentation d'un four	10	3
C)-Ballon accumulateur (reflux-produit)		
1-Reflux uniquement	3	2
2-reflux plus produit	3+	2+
D)-fond de colonne		
1-alimentation d'une autre colonne	5	2
2-alimentation d'une autre colonne		
a)-avec pompe au à travers un échangeur	5	2
b)-sans pompe	2	1
E)-Ballon d'aspiration d'un compresseur	3mn entre HLL et HLSD (entre alarme et fermeture) 10mn entre ligne se soudure du fond et l'alarme HLL	
F)-ballon de torche	20 à 30 mn à HLL	

- le volume de hold up V_H :

$$V_H = T_H * Q_L \quad [\text{ft}^3] \quad (3)$$

VI.1.5. Sélectionne le temps de surge

si le volume surge n'est pas spécifié, sélectionner le temps de surge à partir du tableau (2)

- Calcule de V_s (volume du sautage)

$$V_s = T_s * Q_L \quad [\text{ft}^3] \quad (4)$$

VI.1.6. Le diamètre initial (D)

$$D = \left[\frac{4(V_H + V_S)}{(0,6) \left(\frac{L}{D}\right)} \right]^{1/3} \quad [\text{ft}] \quad (5)$$

Tableau VI.3: recommandation pour l'estimation du rapport L /D

Pression opératoire en psig	Rapport L/D
$0 \leq P \leq 250$	1,5 à 3
$251 \leq P \leq 500$	3 à 4
$P > 501$	4 à 6

- Calcule la surface totale A_T :

$$A_T = \frac{D^2}{4} \quad [\text{ft}^2] \quad (6)$$

VI.1.7. H_{LLL} hauteurs du low liquide nivel

$$H_{LLL} = 0,5D + 7, \quad [\text{inch}] \quad (7)$$

VI.1.8. A_{LLL} : l'aire du low liquide nivel

$$A_{LLL} = H_{LLL} / D \quad (8)$$

VI.1.9. H_v et A_v : la hauteur et l'aire de désengagement de la vapeur

$$\text{Avec demister :} \quad \text{Max } H_v = 0,2 * D \quad [\text{ft}] \quad (9)$$

Calculer ensuite A_v de la manière suivante :

Tableau VI.4: conversion hauteur-aire

$$H_v / D \quad \longrightarrow \quad A_v / A_T \quad \longrightarrow \quad A_v$$

$$y = \frac{(a + cx + ex^2 + gx^3 + ix^4)}{(1.0 + bx + dx^2 + fx^3 + hx^4)}$$

Les valeurs des constants sont selon le cas:

$$H/D \longrightarrow A/A_T$$

$$A/A_T \longrightarrow H/D$$

$$X = H/D$$

$$y = H/D$$

$$y = A/A_T$$

$$x = A/A_T$$

$$a = 4.75593 \cdot 10^{-5}$$

$$a = 0.00153756$$

$$b = 3.924091$$

$$b = 26.787101$$

$$c = 0.174875$$

$$c = 3.299201$$

$$d = -6.358805$$

$$d = -22.923932$$

$$e = 5.668973$$

$$e = 24.353518$$

$$f = 4.018448$$

$$f = -14.844824$$

$$g = -4.916411$$

$$g = -36.999376$$

$$h = -1.801705$$

$$h = 10.529572$$

$$i = -0.145398$$

$$i = 9.892851$$

VI.1.10. la longueur minimale pour accomoder le volume du liquide retenu ($V_H + V_s$)

$$L = \frac{V_H + V_s}{A_T + A_V + A_{LLL}} \quad [\text{ft}] \quad (10)$$

VI.1.11. Temps de séparation des gouttelletes de liquide de la vapeur Φ

$$\phi = \frac{H_V}{U_V} \quad [\text{sec}] \quad (11)$$

VI.1.12. La vitesse actuelle de la vapeur U_{VA}

$$U_{VA} = \frac{Qv}{Av} \quad [\text{ft/sec}] \quad (12)$$

VI.1.13. calculer de la longueur minimale nécessaire à la séparation liq-vap

L_{\min} (longueur qu'aura parcourue la gouttelette en un temps Φ)

$$L_{\min} = U_{VA} * \Phi \quad [\text{ft}] \quad (14)$$

VI.1.14 Recalculer L/D

- ° Si $L/D > 6$ augmenter D et répéter les calculs à partir de l'étape 6
- ° Si $L/D < 1,5$ diminuer D et répéter les calculs à partir de l'étape 6

VI.1.15. Les épaisseurs et les aires de la virole et des fonds

Choix du type de fond

- fond elliptique $\Rightarrow D < 15$ ft et $P > 100$ psig
- fond hémisphérique $\Rightarrow D > 15$ ft et P quelconque
- fond assiette $\Rightarrow D < 15$ ft et $P < 100$ psig

Tableau VI.5 des valeurs des épaisseurs et les aires

	Epaisseurs (inch)	Aires (ft²)
virole	$t = \frac{PD}{2SE - 1,2P} + t_{CORR}$	πDL
Fonds elliptiques	$t = \frac{PD}{2SE - 0,2P} + t_{CORR}$	$1,09 D^2$
Fonds hémisphériques	$t = \frac{PD}{4SE - 0,4P} + t_{CORR}$	$1,571 D^2$
Fonds assiettes	$t = \frac{PD}{SE - 0,1P} + t_{CORR}$	$0,842 D^2$

P : pression design

E : coefficient de joint (0,6 à 1)

S : contrainte de l'acier

Remarque :

$P_{design} = P_{opératoire} + \text{la plus grand valeur entre } (15 \text{ à } 30 \text{ psi}) \text{ et } 10 \text{ à } 15\% \text{ de } P_{opératoire}$

t_{corr} : surépaisseur de corrosion (1 /16 inch ou 30)

VI.1.16. Les aires de la virole et des fonds

(Voir tableau (5) ci-dessus)

VI.1.17. Le poids approximatif du séparateur (w)

$$w = 490 \text{ lb/ft}^3 \frac{t(\text{inch})}{12} (A_{\text{virole}} + 2 A_{\text{fond}}) \quad [\text{lb}] \quad (15)$$

t : épaisseur en inch la plus élevée (virole ou fonds)

A : aire en ft²

VI.1.18. Avec la dimension optimale du ballon (poids minimum) on calcule les hauteurs normale et haute du liquide H_{NLL} et H_{HLL}

$$A_{NLL} = A_{LLL} + \frac{V_H}{L} \quad (16)$$

$$A_{NLL}/R^2 \longrightarrow H_{NLL}/R \text{ (voir tab mathématique annexes())} \longrightarrow H_{NLL}$$

$$H_{HLL} = H_{LLL} + H_{NLL} \quad (17)$$

VI.1.19. La distance minimale tubulure- virole (pour cause de soudure)

$$N = d_N + 6 \text{ inch} \quad (18)$$

$$d_N \geq \left[\frac{4Qm}{60\sqrt{\rho m}} \right]^{1/2} \quad [\text{ft}] \quad (19)$$

d_N : est le diamètre de la tubulure de l'alimentation

$Q_m = Q_L + Q_v$: débit moyen en $[\text{ft}^3/\text{s}]$

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_v (1 - \lambda) : \text{masse volumique moyenne en } [\text{lb}/\text{ft}^3] \quad (20)$$

$$\lambda = \frac{Q_L}{Q_L + Q_v} \text{ fraction du liquide dans le courant diphasique [6]} \quad (21)$$

VI.2 Application numérique

VI.2.1. calcul de Q_v

$$\begin{array}{l} \text{B.G} \longrightarrow m = L + V \\ \text{B.P} \longrightarrow Z_1 * m = (X_1 * L) + (Y_1 * V) \end{array}$$

On a $Y_1 = K_1 * X_1$

$$\Rightarrow Z_1 * m = (X_1 * L) + (K_1 * X_1 * V)$$

$$\Rightarrow Z_1 * m = X_1 (L + K_1 V)$$

$$\Rightarrow X_1 = \frac{Z_1 * m}{L + (K_1 * V)}$$

Avec: $L + V = 1$

$$\sum X_i = 1 \quad \mathbf{1}$$

Les résultats dans le tableau suivant :

Tableau VI.6 Les fractions molaires X_i et Y_i

compositions	Z_i	K_i	C	V	$L=C-V$	$X_i=Z_i*C/(L+Vki)$	Y_i
azote	0,0002	68,58	1	0,032	0,968	6,32399E-05	0,00433699
co2	0,0016	9,96	1	0,032	0,968	0,001243472	0,12308498
methane	0,0058	22,5	1	0,032	0,968	0,003436019	0,09931043
ethane	0,0561	4,43	1	0,032	0,968	0,050551471	0,22394301
propane	0,2452	1,48	1	0,032	0,968	0,241490703	0,40740624
i-butane	0,0696	0,688	1	0,032	0,968	0,070301894	0,0483677
n-butane	0,1871	0,524	1	0,032	0,968	0,189993988	0,09955685
i-pentane	0,0644	0,228	1	0,032	0,968	0,066031236	0,01505512
n-pentane	0,1009	0,018	1	0,032	0,968	0,10417355	0,00187512
n-hexane	0,059	0,065	1	0,032	0,968	0,060819726	0,00395328
heptane*	0,0303	0,0312	1	0,032	0,968	0,031269401	0,00097561
octane*	0,011	0,0205	1	0,032	0,968	0,011355941	0,0002328
nonane*	0,0047	0,00585	1	0,032	0,968	0,004854433	2,8398E-05
decane*	0,0018	0,001968	1	0,032	0,968	0,001859383	3,6593E-06
undecane*	0,0008	0,002145	1	0,032	0,968	0,000826388	1,7726E-06
h2o	0,1615	0,05765	1	0,032	0,968	0,166521489	0,00959996
						1,004792333	1,03773193

$$Q_m = 83 \text{ m}^3/\text{h} \longrightarrow 1992 \text{ m}^3/\text{Jour}$$

$$Q_m \text{ 83 m}^3/\text{h} \longrightarrow 100\% \Rightarrow \frac{3,2 \cdot 83}{100} \Rightarrow \boxed{Q_v = 2,656 \text{ m}^3/\text{h}}$$

$$Q_v \longrightarrow 3,2\%$$

VI.2.2. calcul de Q_L

$$\text{on a } Q_m = Q_L + Q_v \Rightarrow Q_L = Q_m - Q_v \Rightarrow \boxed{Q_L = 80,344 \text{ m}^3/\text{h}}$$

VI.2.3. calcul de U_T

$$U_T = K \sqrt{(\rho_L - \rho_v) / \rho_v}$$

$$\text{On a } P = 94,1 \text{ psig} \Rightarrow 0 < P < 1500 \quad \text{à partir tab (1)}$$

$$k = 0,35 - 0,01 \frac{(p-100)}{100} \Rightarrow \boxed{K = 0,35059} \quad (\text{avec dimester})$$

$$U_T = 0,35059 = \sqrt{\frac{583,45 - 14,27}{14,27}} = \boxed{U_T = 2,214 \text{ m/h}}$$

- **Détermination de U_v**

$$U_v = 0,75 * U_T \Rightarrow U_v = 1,6605 \text{ m/h}$$

VI.2.4. Choisir le temps de hold up (T_H) :

a partir du tabVI.2

- ballon d'alimentation d'une unité : \Rightarrow
- Calcul de volume de hold up V_H :

$$T_H = 10 \text{ min}$$

$$V_H = T_H * Q_L \Rightarrow V_H = 0,1666 * 80,344 \Rightarrow$$

$$V_H = 3,14 \text{ m}^3$$

VI.2.5. Le temps de surge : à partir tabVI.2

$$\Rightarrow T_s = 05 \text{ min} = 0,0833 \text{ h}$$

Calculer V_s (volume du saurage)

$$V_s = T_s * Q_L \Rightarrow V_s = 0,0833 * 80,344 \Rightarrow$$

$$V_s = 6,7 \text{ m}^3$$

VI.2.6. Calcul de diamètre initial

$$D = \left[\frac{4(V_H + V_S)}{(0,6) \left(\frac{L}{D}\right)} \right]^{1/3}$$

On suppose : $L/D = 3$ à partir tabVI.3

$$\Rightarrow D = \left[\frac{4(13,4 + 6,7)}{3,14(0,6)3} \right]^{1/3} \Rightarrow D = 2,42 \text{ m} = 7,94 \text{ ft}$$

$$\Rightarrow L = 7,26 \text{ m}$$

- Calcul de la surface totale A_T :

$$A_T = \frac{D^2}{4} \Rightarrow A_T = \frac{3,14 * 5,8564}{4} \Rightarrow A_T = 4,6 \text{ m}^2$$

VI.2.7. Calcul de H_{LLL}

$$D = 2,42 \text{ m} = 7,94 \text{ ft}$$

$$H_{LLL} = 0,5D + 7 \text{ [inch]} \Rightarrow H_{LLL} = 0,5 * 7,947 \Rightarrow H_{LLL} = 10,97 \text{ inch} = 0,278 \text{ m}$$

$$D \text{ en ft } 1 \text{ inch} \longrightarrow 2,54 \text{ cm}$$

VI.2.8. Calcul de A_{LLL}

$$A_{LLL} = H_{LLL}/D \Rightarrow A_{LLL} = \frac{0,278}{2,42} \Rightarrow A_{LLL} = 0,1148 \text{ m}$$

VI.2.9. Calcul de H_v et A_v

$$\text{Avec demister : } H_v = 0,2 * D \Rightarrow H_v = 0,2 * 2,42 \Rightarrow$$

$$H_v = 0,484 \text{ m}$$

Calcul de A_v : a partir tab VI.4

$$X = H/D \Rightarrow X = \frac{0,484}{2,42} \Rightarrow X = 0,2$$

$$y = A/A_T \Rightarrow A = A_T * y \Rightarrow A = 4,6 * 0,14247173$$

$$A = 0,65537 \text{ m}^2$$

$$\Rightarrow A_v = 0,65537 \text{ m}^2$$

VI.2.10. calcul de la longueur minimale L :

$$L = \frac{V_H + V_S}{A_T + A_v + A_{LLL}} = \frac{13,4 + 6,7}{4,6 - 0,65537 - 0,114}$$

$$\Rightarrow L = 5,247 \text{ m}$$

VI.2.11. Calcul de Φ

$$\phi = \frac{H_v}{U_v}$$

$$\Rightarrow \Phi = \frac{0,484}{1,6605} = 0,291 \Rightarrow \Phi = 0,291 \text{ sec}$$

VI.2.12. Calcul de U_{VA}

$$U_{VA} = \frac{Qv}{A_v} \Rightarrow U_{VA} = \frac{2,656}{0,65537} = 4,0526 \text{ m/h}$$

$$\Rightarrow U_{VA} = 4,0526 \text{ m/h} \Leftrightarrow U_{VA} = 1,125 * 10^{-3} \text{ m/s}$$

VI.2.14. Calcul de la longueur minimale L_{\min} :

$$L_{\min} = U_{VA} * \Phi \Rightarrow L_{\min} = 1,125 * 10^{-3} * 0,291$$

$$\Rightarrow L_{\min} = 3,276 * 10^{-4} \text{ m}$$

- Recalculer L/D
 - Si $L/D > 6$ augmenter D et répéter les calculs à partir de l'étape 6

° Si $L/D < 1,5$ diminuer D et répéter les calculs à partir de l'étape 6

$$L/D \Rightarrow \frac{5,247}{2,42} \Rightarrow \boxed{L/D = 2,16} \quad L/D [1,5- 6]$$

VI.2.15 Calcul des épaisseurs et des aires de la virole et des fonds

Choix du type de fond

On a $D = 2,42\text{m}$ $p = 94,1\text{ psig}$

$D = 2420\text{ mm}$ $p = 108,8\text{ psig}$

$\Rightarrow D < 15\text{ ft}$ et $p < 100\text{ psig} \Rightarrow$ **Fond assiette**

A partir de tab (5) $t = \frac{0,885 PD}{SE - 0,1P} + t_{\text{corr}} \Rightarrow$ épaisseurs des fonds

$P_{\text{design}} = P_{\text{opé}} +$ la plus grand valeur entre (1,02 -2,04 bar) et 10 à 15 % de $P_{\text{opé}}$

$$\Rightarrow \frac{7,5 * 15}{100} = \boxed{1,125\text{ bar}} \Rightarrow \text{la plus grand valeur Si } 2,04\text{ bar}$$

$$P_{\text{design}} = 7,5 + 2,04 \Rightarrow \boxed{P_{\text{design}} = 9,54\text{ bar}}$$

$S = 235,8\text{ MPa} = 2358\text{ bar}$

Épaisseurs de virole : à partir de tab VI.5

$$t = \frac{PD}{2SE - 1,2P} + t_{\text{corr}}$$

$$t_{\text{virole}} = \frac{9,54 * 2420}{2(2358 * 1) - 1,2 * 9,45} + 3 \Rightarrow \boxed{t_{\text{virole}} = 7,860\text{ mm}}$$

$$\Rightarrow t_{\text{fonds}} > t_{\text{virole}}$$

VI.2.15. Calcul les aires de la virole et des fonds

A partir de tab VI.5: Aires virole = $\pi DL = 3,14 * 2,42 * 7,26$

$$\Rightarrow \boxed{A_{\text{virole}} = 55,16\text{ m}^2}$$

$$A_{\text{fond}} = 0,842 * 5,8564 \Rightarrow \boxed{A_{\text{fond}} = 4,93\text{ m}^2}$$

VI.2.16. Calcul (w)

$$w = 7849,04 \frac{t}{12} (A_{\text{virole}} + 2 A_{\text{fond}}) \Rightarrow w = 7849,04 (11,67 * 10^{-3} / 12) * 65,02$$

$$\Rightarrow \boxed{W = 496,31\text{ Kg}}$$

VI.2.17 Calcul de H_{NLL} et H_{HLL}

$$L'equ (16) \Rightarrow A_{NLL} = 0,114 + \frac{13,4}{7,26}$$

$$\Rightarrow A_{NLL} = 1,9 \text{ m}^2 \quad \longrightarrow \quad \frac{A_{NLL}}{R^2} = 1,34$$

À partir de tab mathématique annexes ()

$$\frac{A_{NLL}}{R^2} = 1,34 \quad \longrightarrow \quad \frac{H_{NLL}}{R^2} = 0,89813$$

$$\Rightarrow H_{NLL} = 0,89813 * 1,46 \quad \Rightarrow \quad \boxed{H_{NLL} = 1,3112 \text{ m}}$$

$$L'equ (17) \Rightarrow H_{HLL} = 1,3112 + 0,278 \Rightarrow \quad \boxed{H_{HLL} = 1,56 \text{ m}}$$

VI.2.18. Calcul de la distance minimale tubulure- virole :

$$N = d_N + 6 \text{ inch} \quad \Rightarrow \quad N = d_N + 0,1524 \text{ m}$$

$$\rho_L = 583,45 \text{ Kg/m}^3$$

$$\rho_v = 14,27 \text{ Kg/m}^3$$

$$d_N \geq \left[\frac{4Qm}{60\sqrt{\rho m}} \right]^{1/2}$$

$$Q_m = Q_L + Q_v \Rightarrow Q_m = 83 \text{ m}^3/\text{h} = 0,8142 \text{ ft}^3/\text{S}$$

$$\rho_m = \rho_L \lambda + \rho_v (1 - \lambda) ?$$

$$\lambda = \frac{Q_v}{(Q_L + Q_v)} \Rightarrow \lambda = \frac{80,344}{83} \Rightarrow \quad \boxed{\lambda = 0,968 = 96,8\%}$$

$$\Rightarrow \rho_m = (583,45 * 0,968) + 14,27(1 - 0,968) \Rightarrow \rho_m = 565,236 \text{ Kg/m}^3$$

$$\Rightarrow \rho_m = 35,2865 \text{ lb/ft}^3$$

$$\Rightarrow \quad \boxed{\sqrt{m} = 5,94 \text{ lb/ft}^3}$$

$$d_N = \left[\frac{4 * 0,8142}{3,14 * 60 * 5,94} \right]^{1/2} \Rightarrow d_N = 0,0539 \text{ ft}$$

$$\Rightarrow d_N = 0,0164 \text{ m}$$

$$\Rightarrow \boxed{d_N = 16,4 \text{ mm}}$$

$$\text{L'eqt (18)} \Rightarrow N = 0,0164 + 0,1524$$

$$\Rightarrow N = 0,1688 \text{ m}$$

$$\Rightarrow \boxed{N = 168,8 \text{ mm}}$$

Interprétation :

Les résultats de calcul obtenus sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau VI.7 : Résultats de calcul de ballon

Grandeurs	Ballon calculé
Diamètre (m)	2,42
Longueur (m)	7,26
Temps de surge (min)	5
Temps de séparation(s)	0,291

Ces résultats sont très bonnes par rapport le cas designé en témoin de promoteur et chef service de l'unité UTBS.

CONCLUSION

CONCLUSION GENERALE

Vu l'importance du service traitement consistant à livrer un brut bien raffiné selon des normes internationales tel ainsi sa commercialisation ce qui passe à bien suivre les différentes étapes de traitement tel que séparation ,Déssalage ,Stabilisation et vue l'immensité de l'étude détaillée de tous ces procédés, Notre préoccupation c'est basé sur l'un de ces procédés qui est la séparation vu sa importance dans la chaîne du traitement .

Suite aux résultats obtenus ayant remarqué :

Avec les charges du condensat, Le ballon de séparation offre un rendement efficace avec une bonne qualité de condensat.

Le stage pratique est autant bénéfique pour l'étudiant et pour la société puisqu'il facilite son intégration rapide de le milieu professionnel.

Notre stage a été réalisé dans l'unité de traitement . Cette unité a une grande importance dans le traitement de brut.

Référence bibliographique

- [1] Manuel opératoire CIS.
- [2] Manuel opératoire UTBS.
- [3] Raffinage et génie chimique (Tome 1et2) ;P ,WUTIER.
- [4] le raffinage de pétrole (tome 1et2) procédés de séparation Jean Pierre WAUQUIER
- [5] Ind.Eng.Chem,26(1). P.98.1934.
- [6] Dr.A.Nacer dimensionnement des ballons des separation IAP (Méthode de
W.Y.Sweek and W.D Monnery,chemical engineering progress.October 1993)Avril
2003.

Résumé

Le but de notre travail c'est d'exploiter une grande quantité possible Du condensat (C_5^+) de l'unité UTBS pour traiter le brut trouvé dans la région de Hassi-Massoud à cause de l'importance de ce dernier dans le domaine économique.

Et pour réaliser cette opération nous devons étudier le dimensionnement du séparateur bi phasique ou fait revenir ce condensat qui s'est envoyé lui-même a l'unité UVC pour le traiter.

الملخص

الهدف من عملنا هذا هو استغلال أكبر كمية ممكنة من الغاز المكثف (المميع C_5^+) من وحدة UTBS لمعالجة الخام المتواجدة في منطقة حاسي مسعود ، نظرا لأهمية هذا الأخير في المجال الاقتصادي. ولتحقيق ذلك توجب علينا دراسة أبعاد فاصل ثنائي الطور ، الذي يتم فيه استرجاع هذا الغاز البترولي المكثف الذي يبعث بدوره إلى وحدة UVC لمعالجته.