



République algérienne démocratique et populaire

Ministre de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université M'HAMED BOUGARA Boumerdés

Faculté des hydrocarbures et de la chimie

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention d'un diplôme de MASTER 2 en génie des procédés chimiques et pharmaceutiques

Option : RAFFINAGE

Thème

Problématique des condensats au CIS origines, traitement et valorisation

Réalisé par :

***MR BOUTALEB Abd elhakim
Groupe : MARA16***

Encadré par :

MR BENTAHAR

2020/2021

Je dédie ce présent travail à :

Ma mère et mon père

Ma femme et mon fils Amir

Mes frères mes sœurs et à toute ma famille

et tous mes amis

Hakim

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu,

Cette étude a été encadrée par Monsieur Bentahar, Je lui exprime ma profonde gratitude pour son soutien scientifique, ses qualités humaines et sa gentillesse. J'ai appris de lui la persévérance dans la recherche et la façon de mener une réflexion pour résoudre les problèmes scientifiques. Il avait le rôle essentiel de me donner la base scientifique en commande.

A tous les profs de département génie de procédés chimique et pharmaceutique, Je ne prendrai pas le pari de vous les citer tous tant la liste est longue mais je sais que vous vous reconnaîtrez dans ces lignes. Merci pour vos conseils et votre soutien de tous les jours.

Mes remerciements les plus chaleureux sont destinés à ma mère, mon père, ma très chère femme et mon fils Amir mes sœurs et mes frères pour leurs soutiens et leurs encouragements, qu'ils soient certains de toute ma reconnaissance et de tout mon amour.

Résumé

Les condensats stabilisés des unités GPL1 et GPL2 et les produits volatiles du RHM2 sont acheminés vers UVC. par contre les condensats non stabilisés des unités boosting sont réintroduites dans le brut suite à l'indisponibilité de l'unité UFC qui sert à stabiliser les condensats des unités boosting.

Les condensats produits à l'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS) sont recyclés à l'entrée des trains dans les ballons tri-phasiques, où ils sont mélangés au brut provenant des satellites. Cela, entraîne la surcharge des équipements des unités de traitement, et le non valorisation de ce produit puisque il est vendu en tant que brut. Cette situation nous incite à nous poser la question : Est-ce qu'il est possible de valoriser les condensats produits aux unités boosting et l'UTBS ?

L'étude réalisée dans ce manuscrit a pour objectif d'expédier les condensats vers l'Unité d'UVC, situé au niveau du Complexe Industriel Sud (CIS) en vue de les valoriser. Pour cela, on procède à étudier :

- ✓ La stabilisation de ces condensats à l'unité de GPL1
- ✓ La possibilité d'expédier les condensats au CIS, c'est à dire étudier l'impact de ces derniers sur la production de l'UTBS
- ✓ Effectué un calcul de dimensionnement des équipements nécessaire à la réalisation du projet, voir un ballon tampon et une pompe d'expédition
- ✓ L'impact des condensats des unités boosting et l'UTBS sur la production de L'UVC
- ✓ Faire une étude technico-économique du projet

D'après les résultats trouvés, on a pu montrer la possibilité d'expédier ces condensats vers L'UVC et de bénéficier des condensats stabilisés, du GPL ainsi que du gaz résiduel

Mots Clés :

Unité de traitement de brut sud.

Unité de fractionnement des condensats.

Unité de valorisation des condensats

Unités boosting

Centre industrielle sud.

Dimensionnement.

Recyclage.

Condensat.

GPL.

Table des Matières

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des annexes

Introduction générale.....1

Chapitre 1 : description du champ hassi messoud.....2

1.1. Situation géographique.....2

1.2. Historique.....3

1.3. Description des installations.....3

1.4 Description générale du centre industriel sud6

1.4.1. Description du Département Traitement Sud.....6

1.4.1.1. Service traitement CIS.....6

1.4.1.2. Service boosting.....7

1.4.1.3. Service UTBS.....7

1.4.2. Département satellite7

1.4.3. Département GPL.....8

1.4.3.1. Service GPL 1.....8

1.4.3.2. Service GPL 2.....8

1.4.4. Département stations des compressions.....9

1.4.4.1. Station de la compression 1.....9

1.4.4.2. Station de la compression 2.....9

1.4.5. Département Raffinerie.....9

Chapitre 2 : Description du service boosting.....10

2. 1,partie huile.....10

2.1.1. Manifolds.....10

2. 1.2. Séparation LDHP2.....11

2 .2,partie gaz.....12

2 .2.1. Unité de compression 2^{ème} étage N°1.....12

2.2.2. Unité de compression 2 ^{ème} étage N°2.....	13
2.2.3. Unité de compression 3 ^{ème} étage N°1.....	14
2.2.4. Unité de compression 3 ^{ème} étage N°2.....	15
2.2.5. Unité de compression LDBP1.....	16
2.2.6. Unité de compression LDBP2.....	17
2.2.7. Unité de compression LDBP3.....	18
2.2.8. Centrale d'air.....	20
2.2.9. Unité de traitement des eaux huileuses API.....	20
2.2.10. réseau torche.....	21
Chapitre 3 : Généralités sur le condensat	22
3.1. Définition.....	22
3.2. Caractéristiques du condensat	22
3.3. Utilisation du condensat	23
3.3.1. Domaine raffinage.....	23
3.3.2. Domaine pétrochimie.....	23
3.3.3. Domaine pharmaceutique.....	23
Chapitre 4 : Description de l'Unité de Valorisation des Condensats UVC	24
4.1. Introduction.....	24
4.2. Description De L'unité	24
4.3. Le Condensât	24
4.3. A. Description Du Procédé.....	25
4.3. A.1. Réception Et Collecte Des Produits RHM1 Et RHM2	25
4.3. A.2. Stockage et transfert des produits RHM1/2.....	25
4.3. A.3. Collecte des produits GPL1, GPL2 et UFC	25
4.3. A.4. Mélange de tous les produits.....	25
4.3. A.5. Stockage de produit mélangé comme condensat.....	25
4.3. A.6. Expédition du condensat dans la canalisation existante	26
4.3. B. Spécifications Des Produits	28
4.3. C. Caractéristiques Du Condensat Et Méthodes D'analyses	28
4.3. C.1. Caractéristiques Physiques.....	28
4.3. C.2. Caractéristiques chimiques.....	28
4.3. D. Traitement des Condensats.....	29
4.3. D.1. la densité.....	29

4 .3. D.2. détermination de tension de vapeur de Reid TVR	29
4 .3. D.3. Mode opératoire.....	30
Contexte et problématique du projet	31
Généralité sur la simulation.....	32
Chapitre 5 : Partie calcule.....	33
5.1.Etude l'impact des condensats non stabilisé des unités 2 ^{eme} et 3 ^{eme} étages de compression et de l'UTBS sur la production de l'UVC.....	33
5.1.1. Définition les condensats des unités boosting.....	33
5.1.2. Définition des condensats de l'UTBS.....	34
5.1.3. Définition du naphta.....	35
5.1.4. Définition du gasoline.....	36
5.1.5. Définition du condensat stabilisé de GPL1.....	37
5.1.6. Définition de condensat stabilisé de GPL2.....	38
5.1.7. Spécifications des condensats à transaction commerciale.....	39
5.2. Méthodologie de la simulation.....	40
5.2.1. Simulation du collecteur avec la nouvelle charge du condensat 3 ^{eme} et 2 ^{eme} étage	40
5.2.1.1. Caractéristiques du condensat produit après points de jonctions par simulation hysys	41
5.2.1.2. Interprétation des graphes de simulation.....	42
5.2.1.2.1 La TVR des condensats produits aux points de jonctions en fonction du débit massique des condensats non stabilisé du 3 ^{eme} et 2 ^{eme} étage de compression.....	42
5.2.1.2.2 La TVR des condensats produits aux points de jonctions en fonction du débit du naphta et gazoline.....	43
5.2.1.2.3 La TVR du condensat produit aux points de jonctions en fonction du débit massique des condensats non stabilisé (2 ^{eme} et 3 ^{eme} étage) et en fonction du débit massique du gasoline et naphta produit au RHM2.....	44
5.2.2. Simulation du condensat non stabilisés d'UTBS, 3 ^{eme} et 2 ^{eme} étage.....	45
5.2.2.1 Caractéristiques de la nouvelle charge de GPL1.....	46
Solutions proposes.....	47
5.2.3. Bilan matière général de la charge des condensats non stabilisé du UTBS et 2 ^{eme} et 3eme étages de compression envoyé vers unité de GPL1.....	48
5.2.3.1 Conditions d'exploitation aux points de jonction	49
5.2.3.2. Conditions d'exploitation aux points de jonction.....	50
5.2.4. Les spécifications ci-dessous seront appliquées produit fini.....	51

5.2.4 .1.Comparaison entre les résultats des deux charges des condensats stabilisés produits au niveau de L'UVC.....	52
5.2.4.2. Les spécifications ci-dessous seront appliquées produit fini.....	53
5.2.5.Comparaison entre les résultats des deux charges des condensats stabilisés produits au niveau de L'UVC.....	53
Chapitre 6 : Dimensionnement des équipements.....	54
6.1. Dimensionnement d'un ballon séparateur.....	54
6.1.1. Choix de type du ballon séparateur.....	54
6.1.2. principe de calcul	54
6.2. Dimensionnement d'une pompe d'expédition.....	60
6.2.1. Champs d'applications des pompes.....	60
6.2.2 .Procédures de calculs.....	61
Chapitre 7 : Etude de l'effet du condensat sur la production de l'UTBS avec et sans recyclage.....	66
7.1 .Les unités de l'UTBS.....	66
7.2. Description des unités de traitement d'huile.....	67
7.3. Description de la compression des gaz associés.....	68
7.4. Etude l'effet du condensat sur l'installation et le brut de l'UTBS.....	70
7.4.1. Caractéristiques du brut non stabilisé de l'UTBS.....	71
7.4.2. Résultats de la simulation.....	72
7.4.2.1. Caractéristiques du brut stabilisé.....	72
7.4.2.1.1. Propriétés et composition du brut stabilisé.....	72
7.4.2.1.2. La distillation TBP du brut stabilisé.....	73
7.4.2.1.3. La densité instantanée du brut stabilisé.....	74
7.4.2.1.4 .Le poids moléculaire instantané du brut stabilisé.....	74
7.4.2.1.5. Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé.....	75
7.4.2.2. Propriétés du gaz flash expédie vers CIS.....	76
7.4.2.3. Comparaison les énergies de rebouillage et du compresseur.....	77
7.4.2.4. Bilan matière contenant la charge et les produits.....	77
Etude techno économique.....	80
Conclusion générale.....	82

Annexe A : Segment circulaire	83
Annexe B : Annexe B : Procédé sans recyclage des condensats dans le brut non stabilisé.....	84
Annexe C : Procédé avec recyclage des condensats dans le brut non stabilisé.....	85
Annexe D : procédé de valorisation de condensat.....	86
Annexe E : Nouvelle installation a réalisé.....	87

Liste des abréviations

g : Accélération due au gravité, $9,81 \text{ m/s}^2$

M_p : la masse de la gouttelette, kg

ρ_L : la masse volumique du liquide, kg/m^3

ρ_v : la masse volumique du gaz, kg/m^3

A_p : la section de la gouttelette du liquide, m^2

D_p : le diamètre de la gouttelette, m

C' : Coefficient d'entraînement des particules liquide, sans dimension

Re : nombre de Reynolds d'écoulement du gaz, sans dimension

μ : Viscosité dynamique

T_R : temps de rétention du liquide dans le séparateur (min).

P_1 : Pression dans le ballon, bar_g

H_1 : Niveau de liquide au-dessus du sol, m

ΔP : perte de charge coté aspiration bar

P_t : pression terminal, en bar_g

ΔP_{dch} : Pert de charge cotée décharge, en bar

HMT Hauteur manométrique totale

P_A : Pression à la bride d'aspiration de la pompe, en bar.

T_v : tension de vapeur du liquide à la température opératoire, en bar.

ρ : la masse volumique du liquide en kg/m^3 .

P_1 : Pression dans le ballon séparateur, bar

P_t : Pression terminal, bar

LRCV : Vanne régulatrice du niveau de liquide dans le ballon

: Vitesse du liquide à l'aspiration.

η : Le rendement.

P_h : Puissance hydraulique.

P_a : Puissance absorbée par la pompe.

UTBS : Unité de traitement de brut sud.

CIS : Centre industrielle sud.

CINA : Centre industrielle NAILI Abdelhalim. ZCINA :

Zone centre industrielle NAILI Abdelhalim. HMD : Hassi
Messaoud.

UFC : Unité de fractionnement des condensats.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

TVR : Tension de vapeur Reid.

BSW : Basic sediments and water (teneur en eau et sédiments).

LDBP : ligne directe basse pression.

UVC : unité de valorisation des condensats.

TBP : True boiling point.

PNA : Paraffine, naphtène et aromatique.

GOR : Gaz oil ratio.

TBP : Très basse pression.

BP : Basse pression.

Liste des tableaux

Tableau 1 : Spécifications Condensats non stabilisés de 2 ^{eme} et 3 ^{eme} étages de compression	33
Tableau 2 : Spécifications Condensats non stabilisés de l'UTBS.....	34
Tableau 3 : Spécifications du naphtaRHM2.....	35
Tableau 4 : Spécifications du gasolineRHM2.....	36
Tableau 5 : Spécifications Condensats stabilisés de GPL1.....	37
Tableau 6 : Spécifications Condensats stabilisés de GPL2.....	38
Tableau 7 : Spécifications Condensats stabilisés à transaction commerciale	39
Tableau 8 : Spécifications du mélange des Condensats obtenues par simulation hysys.....	41
Tableau 9 : Caractéristiques du mélange des condensats obtenus par simulation hysys.....	46
Tableau 10 : Propriétés de la nouvelle charge du GPL1.....	49
Tableau 11 : Propriétés et compositions de la charge et les produits.....	50
Tableau 12 : conditions d'exploitation aux points de jonction.....	52
Tableau 13 : Comparaison de la production des deux charges.....	52
Tableau 14: Propriétés des flux sortis du ballon séparateur.....	53
Tableau 15 : Tableau 15 Propriétés des flux sortis du ballon séparateur.....	55
Tableau 16 : Comparaison les résultats avec HYSYS.....	58
Tableau 17 : Le calcul de la pompe.....	63
Tableau 18 : Propriétés et compositions du brut non stabilisé.....	70
Tableau 19 : Propriétés et compositions du brut stabilisé.....	71
Tableau 20 : Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé.....	74
Tableau 21 : Propriétés du gaz flash expédie vers CIS.....	75
Tableau 22 : Comparaison de la consommation d'énergie entre les deux procédés.....	76

Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique du Champs HMD.....	2
Figure 2 : procédés du complexe industriel sud.....	5
Figure 3 : Unité de compression 2 ^{eme} étage 01.....	12
Figure 4 : Unité de compression 2 ^{eme} étage 02.....	13
Figure 5 : Unité de compression 3 ^{eme} étage 01.....	14
Figure 6 : Unité de compression 3 ^{eme} étage 02.....	15
Figure 7 : Unité de compression LDBP01.....	16
Figure 8 : Unité de compression LDBP02.....	17
Figure 9 : Unité de compression LDBP03.....	18
Figure 10 : schéma simplifié de l'UVC.....	27
Figure 11: schéma de la simulation du collecteur avec la nouvelle charge du condensat 3 ^{eme} et 2 ^{eme} étage.....	40
Figure 12 : courbe de la TVR en fonction du débit massique.....	42
Figure 13 : courbe la TVR des condensats produits aux points de jonctions en fonction du débit du naphta et gazoline.....	43
Figure 14 : courbe de La TVR du condensat produit aux points de jonctions en fonction du débit massique des condensats non stabilisé (2 ^{eme} et 3 ^{eme} étage) et en fonction du débit massique du gazoline et naphta produit au RHM2.....	44
Figure 15: schéma de la simulation des condensats stabilisés avec la nouvelle charge de GPL1 et GPL2 envoyés vers UVC.....	45
Figure 16 : schémas de la simulation du condensat non stabilisés d'UTBS, 3 ^{eme} et 2 ^{eme} étage vers GPL1.....	48
Figure 17: schéma de la simulation des condensats stabilisés avec la nouvelle charge de GPL1 et GPL2 envoyés vers UVC.....	51
Figure 18 : Les forces exécrées sur la gouttelette liquide.....	54
Figure 19 : Coefficient d'entrainement d'une particule sphérique.....	56
Figure 20 : Schéma des dimensions d'un ballon séparateur.....	58

Figure 21 : Champs d'application des pompes.....	59
Figure 22: Schéma de l'installation.....	62
Figure 23 : Diagramme de sélection des pompes.....	64
Figure 24 : Schéma générale des installations de l'UTBS.....	68
Figure 25 : Courbe de distillation TBP dans les deux procédés.....	72
Figure 26: Courbe de densité instantanée du brut stabilisé.....	73
Figure 27 : Courbe de poids moléculaire instantané du brut stabilisé.....	73

Liste des annexes

Annexe A : Segment circulaire	83
Annexe B : Annexe B : Procédé sans recyclage des condensats dans le brut non stabilisé.....	84
Annexe C : Procédé avec recyclage des condensats dans le brut non stabilisé.....	85
Annexe D : procédé de valorisation de condensat.....	86
Annexe E : Nouvelle installation a réalisé.....	87

Introduction générale

Algérie, les hydrocarbures occupent une place très importante dans le développement économique du pays, l'accroissent de la rente pétrolière suite à l'augmentation conjointe des volumes produits et de la qualité des hydrocarbures

Néanmoins, le pétrole brut et le gaz sont deux ressources illimitée de leur demande est incompatible avec leur disponibilité limitée, Nous nous approchons ou les stocks de pétrole et de gaz disponibles seront insuffisants pour satisfaire les besoins, il est important d'exploiter le maximum des ressources d'énergies et d'éviter toutes pertes de nos richesses nationales

Face au pétrole et gaz naturel, le condensat et le GPL représentent l'un des produits importants dans l'industries pétrolière, l'amélioration de ces produits est l'une des propriétés de la politique énergétique de SONATRACH, permis de constituer un complément ou une alternative a la production du pétrole et du gaz naturel.

L'unité de fractionnement du condensat (UFC) qui est l'ancienne unité de stabilisation du brut ,a été mise en service en 1978 dans le but de fractionner les condensats non stabilisé pour obtenir des condensats stabilisés **C5+** ,**GPL** ,**C1C2** est actuellement à l'arrêt.

Donc après notre affectation au service boosting, nous avons été chargé de réalisé une étude sur la valorisation des condensats des unités UTBS et 3^{eme} et 2^{eme} étages de compression.

Chapitre1 : Présentation du Champ Hassi Messaoud

1.1 Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud/Sud Est d'Alger et à 350 km des frontières Tunisiennes, sa localisation en coordonnées LAMBERT Sud Algérie :

X = (790.000 – 840.000) Est. Y = (110.000 – 150.000) Nord.

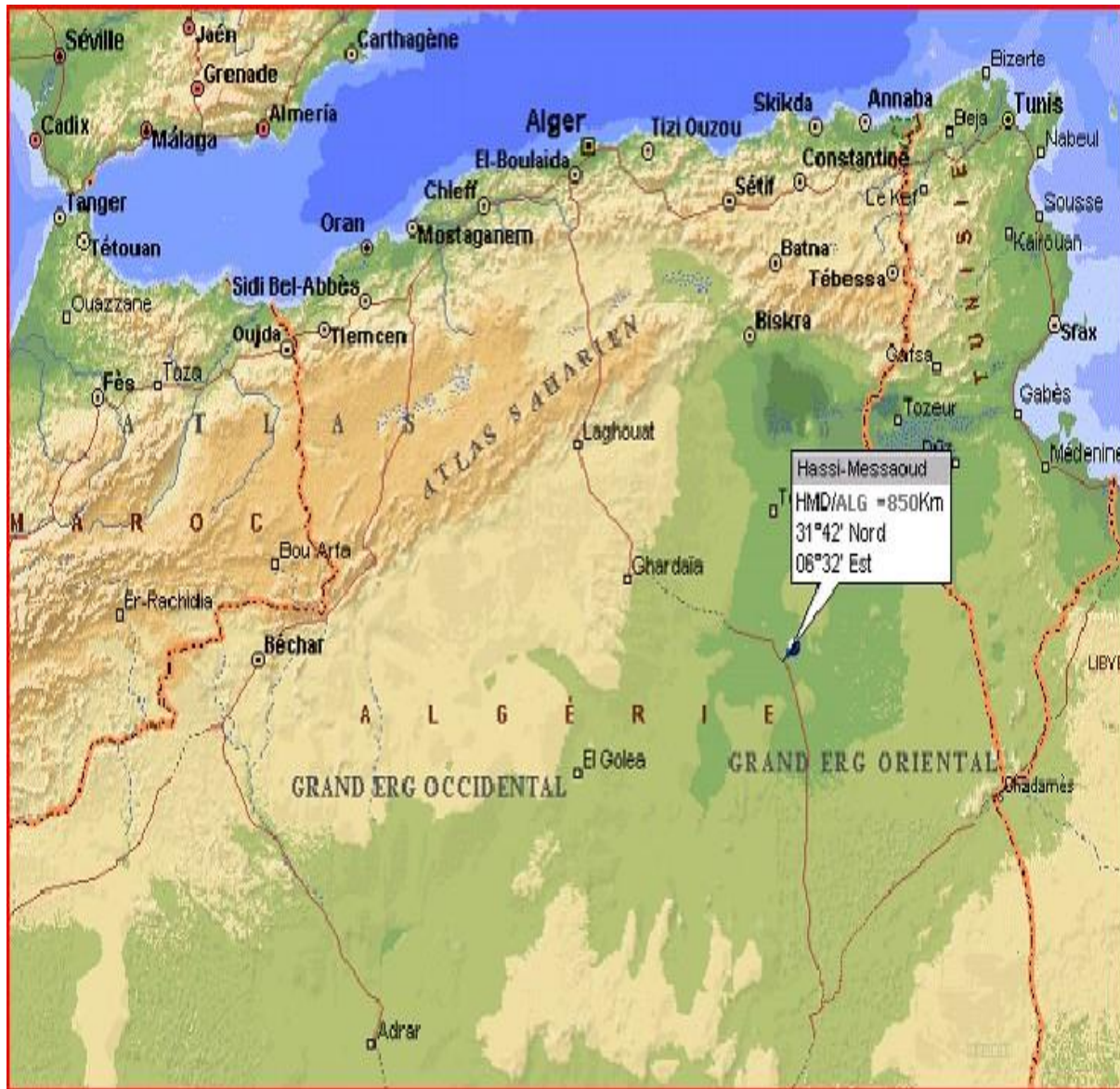


Figure 1 Situation géographique du Champs HMD

1.2 Historique

1956 : Découverte du champ (Forage de MD 01)

1958: Mise en exploitation du champ Sud

1959: Mise en exploitation du champ Nord

1960 : Création du CIS et CINA

1960-1970 : Réalisation de 05 Unités de séparation, 02 Unités de Réinjection de gaz, 01 Topping et 02 Unités de Stabilisation

1970-1980 : Réalisation de 02 Unités GPL, 07 Unités de séparation Satellites, 01 Raffinerie, 01 Unité d'injection d'eau, 05 Unités Boosting et 05 Unités de Réinjection de gaz.

1980-1990 : Réalisation de 02 Unités de Réinjection d'eau, 01 Unité de séparation Satellites, 06 Unités Boosting, 01 Unité de séparation et 02 Unités d'injection de gaz.

1990-2000 : Réalisation de 17 Unités Boosting, 06 Unités de Réinjection de gaz, Unité de séparation de gaz, 01 Unité de GPL et 02 Unités d'azote.

2000 à ce jour : Réalisation de 02 Unités de Traitement des eaux Huileuse, 01 Unité de valorisation des Condensats, 01 Unité de stabilisation d'huile « UTBS », 01 Unité de production de GPL et de Condensat et Unité de séparation LDHP (Ligne Direct Haute Pression) « ZCINA ».

1.3 Description des installations

La production d'un puits est un mélange triphasique composé d'hydrocarbures liquide et gaz, d'eau et impuretés. Cette production subit un traitement niveau des complexes industriels CIS et CINA avant d'être expédiée.

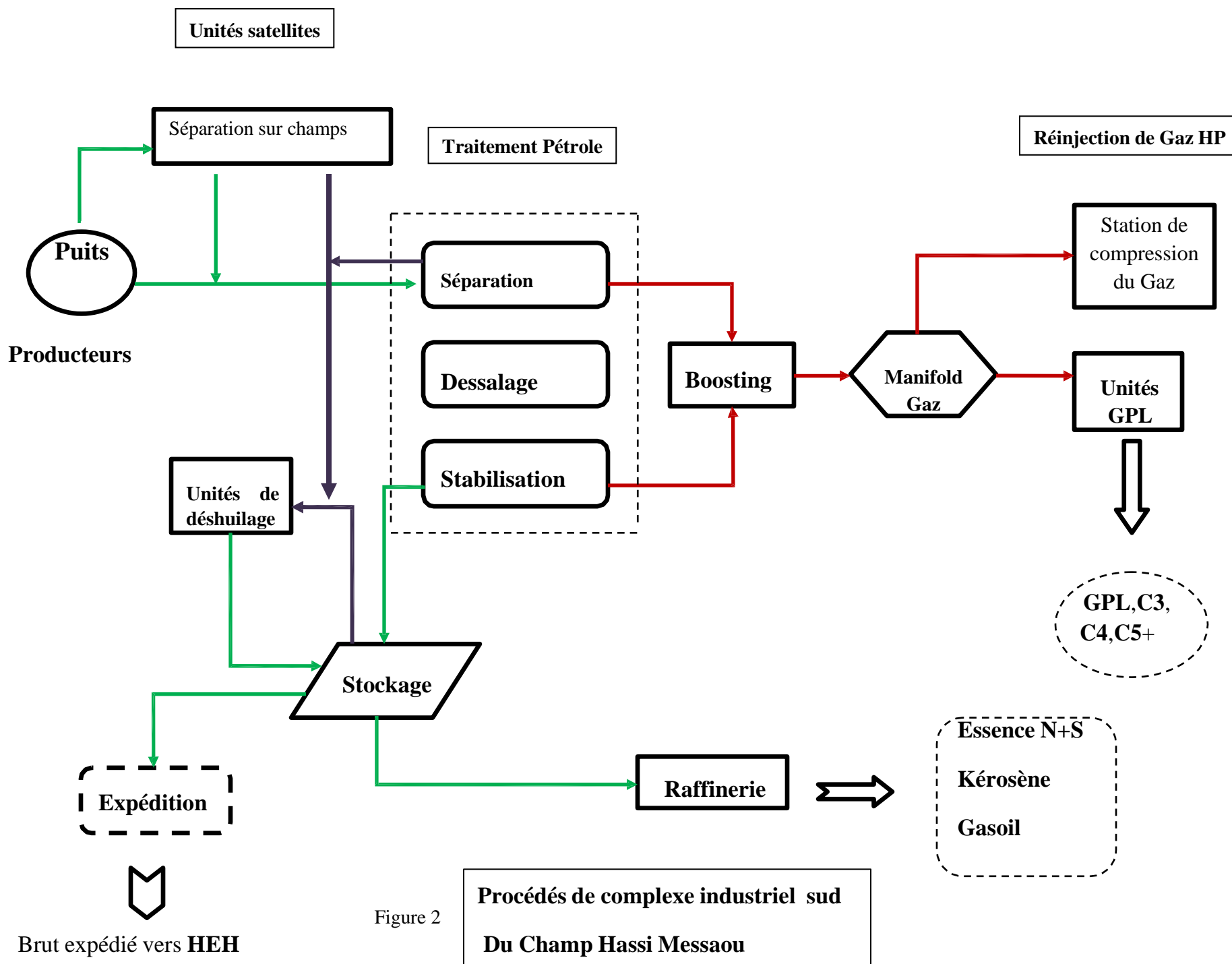
Les quatre complexes CIS et UTBS et CINA et ZCINA composés d'une chaîne de procédés plus ou moins complexes ont pour fonction le traitement des effluents provenant des puits producteurs.

Ces procédés sont faits pour prendre en charge :

- ✚ Le traitement du pétrole brut : séparation huile-eau gaz, dessalage et stabilisation pour la production d'un pétrole brut conforme aux normes commerciales (TVR, Salinité, Densité et BSW).
- ✚ Le traitement des gaz associés produits aux cours du processus du traitement du pétrole brut pour la production des GPL et condensats.
- ✚ Le traitement des eaux huileuses générées lors du processus traitement de pétrole brut pour la protection de l'environnement.

- ✚ Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants; approvisionnement du marché local.

La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.



1.4 Description générale du centre industriel sud

1.4.1 Département du traitement CIS

1.4.1.1 Service traitement cis

L'unité de séparation traitement Sud reçoit la production des unités satellites (W_{1A} , W_{1C} , W_{1A} , E_{2A} , S_{1A} et E_{1C}) et des différents puits par les lignes directes LDHP, LDBP et LDMP au niveau de deux manifolds Sud et Nord.

Le brut est séparé dans plusieurs étages de séparation, il est ensuite dessalé, stabilisé puis stocké avant d'être expédié vers le terminal de stockage Haoud-El-Hamra (HEH), une partie du brut stabilisé est fractionnée sur place dans l'unité TOPPING pour obtenir des produits finis tels que le butane, les essences, le lampant et le gas-oil qui sont stockés dans le parc de stockage des produits finis.

Pour les condensats récupérés des différentes unités du centre, ils sont fractionnés au niveau de l'unité de fractionnement des condensats (U.F.C) pour obtenir essentiellement le GPL (mélange C3-C4) qui est envoyé vers stockage GPL, les condensats stabilisés C5+ sont envoyés vers unité de valorisation de condensat et le gaz produit est envoyé soit vers les unités GPL ou les stations de réinjections.

Les eaux huileuses récupérées aux niveaux des différentes unités du centre sont traitées au niveau de l'unité de déshuilage où elles se débarrassent de l'huile pour être envoyées vers l'unité de réinjection.

Le service traitement est composé essentiellement de :

- Séparation LDHP1, LDBP, 2^{ème} étage et 3^{ème} étage.
- Pomperie d'expédition de brut.
- Unité de dessalage.
- Unité de stabilisation.
- Unité de topping.
- Parc de stockage des produits finis.

1.4.1.2 Service boosting

Ces unités sont conçues pour comprimer, à la pression maximale d'environ 28 bars. Les gaz issus des différents étages de séparation et après avoir été comprimés jusqu'à une pression de 28 bars, ils sont envoyés vers le manifold gaz 28 bars pour alimenter les stations de réinjection de gaz et unités GPL. Elles comprennent :

- Unité de compression 2^{ème} étage, 2^{ème} étage bis, 3^{ème} étage, 3^{ème} étage bis.
- Unité de compression LDBP1, LDBP2, LDBP3.
- Unité de traitement des eaux huileuses.

Ainsi que d'autres unités :

- Centrale d'air.
- Manifold huile sud.
- Séparation LDHP 2.

1.4.1.3 Service 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. Le traitement consiste à dessaler et à stabiliser le brut provenant des satellites. Le gaz associé est utilisé comme gaz combustible, l'excédent 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.

1.4.2Département satellite

Ces unités ont pour but le prétraitement de la production en huile des puits de faible potentiel (basse pression de tête) situés à leur proximité, elles sont constituées d'un étage de séparation fonctionnant à 10 bars et d'une station boosting pour la compression du gaz produit localement.

Le CIS compte six (06) unités satellites, S1A, W1A, W2A, W1C, E1C et E2A (distantes de 06 à 35 Km du CIS), les produits à la limite unité sont :

- Une huile partiellement séparée, expédiée par pompes vers le 2^{ème} étage de séparation au CIS à 4 bars.
- Un gaz relativement riche en GPL comprimé à 32 bars et envoyé au manifold gaz 28 bars (I) au CIS.
- Une eau huileuse récupérée dans un puisard et envoyé par pompes vers l'unité de traitement des eaux huileuses au CIS.

1.4.3 Département GPL

1.4.3.1 Service GPL 1

L'unité GPL1 a été constituée par ALTRA d'après une étude de FLAOR ENGLAND et a été mise en marche en 1973. Le but principal de cette unité est de traiter les gaz associés pour récupérer :

- Un mélange propane-butane (GPL).
- Du butane commercial .
- Du propane commercial.

Le propane et le butane commerciaux produits sont livrés au centre enfûteur de NAFTAL adjacent au complexe industriel sud pour répondre à la demande du marché du Sud-Est Algérien en ses produits .

Le mélange propane-butane (GPL) est expédié à Haoud El- hamra puis pompé vers les complexes industriels d'Arzew, et la production design de GPL1 est de 1773 T/j dont 152T/j de Butane et 322T/j de propane avec un taux de récupération de 90%.

1.4.3.2 Service GPL 2

L'unité GPL-2 a été mise en service en juillet 1997 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale Sonatrach et la firme japonaise JGC (Japan Gasoline Corporation).

L'unité GPL-2 est d'une capacité de traitement de 25.31 millions de Stm^3/J de gaz associé provenant du manifold 28 bars, se compose de trois trains identiques traitant une quantité de 8.5 millions Stm^3/J chacun.

Le procédé de l'unité GPL2 est basé également sur la compression et le refroidissement, la liquéfaction s'obtient à basse température seulement par turbo- expanders. Elle est destinée à récupérer les composants butane propane contenu dans la charge de gaz d'alimentation pour être expédié vers Arzew via la station de pompage de Haoud- El -Hamra.

Une partie du GPL (C3, C4) produit est fractionnée dans le dépropaniseur pour la production du propane et butane commercial, les deux produits sont livrés au centre enfûteur de Naftal de Hassi-Messaoud pour les besoins domestiques, les condensats stabilisés sont slopés vers le brut, tandis que les gaz résiduels constitués principalement de méthane et éthane (C1 et C2) sont repris par les stations de compression pour être réinjectés dans le gisement, une partie du gaz résiduel est utilisée comme gaz combustible pour les turbines à gaz des boosters et les fours.

1.4.4 Département stations des compressions

1.4.4.1 Station de la compression 1

Chaque station est conçue pour comprimer environ 5.500.000 Nm³/jour de gaz, d'une pression de 29 bars à 420 bars. Le gaz à comprimer, provient du gaz de Hassi-Messaoud, et soutirage du gaz du collecteur GR1.

1.4.4.2 Station de la compression 2

La station de compression 2 composée de quatre sections (9/10/11/12), chaque station réinjecter 10 millions Nm³/j, elle composée de deux groupes turbocompresseurs bi arbres à deux étages et refoulent un gaz comprimé de 28 à 420 bars. C'est un mélange de gaz local et d'appoint du gaz commercial GR1.

1.4.5 Département Raffinerie

La nouvelle raffinerie située à quatre kilomètres au sud-est de la ville de Hassi-Messaoud, elle traite 1100000t/an de brut provenant de l'unité de traitement pour le transformer en produits finis commerciaux : gasoil, kérosène, essence normale, essence super, Elle est composée de quatre unités :

- U 200: Distillation atmosphérique.
- U 300 : Pré traitement du naphta (Hydrodésulfuration).
- U 800: Reforming Catalytique.
- U 900 : Stockage, pomperies d'expédition et utilités.

Chapitre 2 : Description du service boosting

Il est composé essentiellement de :

1. Unités de compression 2eme étage.
2. Unités de compression 2eme étage bis.
3. Unités de compression 3eme étage.
4. Unités de compression 3eme étage bis.
5. Unités de compression LDBP1.
6. Unités de compression LDBP2.
7. Unités de compression LDBP3.
8. Centrale d'Air.
9. Bassin traitement des eaux huileuses API1 et API2.
10. Réseau torche.
11. Manifold Sud.

2.1 PARTIE HUILE :

1 –Manifolds :

L'essentielle de la production du service traitement sud provienne des champs satellites sud (2° étage), Via un manifold comprenant aussi les arrivées puits LDHP LDBP totalisant 27 arrivées, Dans chaque manifold on a des transversales reliées avec toutes les arrivées à l'aide des vannes manuelles, où ils sont connectés selon les mêmes propriétés dans la même transversale, parmi ces propriétés : la pression (varie de 05 à 30 bars).

Ces transversales sont : LDHP, LDBP, 2eme ETAGE, DESSALAGE, P4000 (en cas de panne : un relais), TEST (pour la mesure du GOR : rapport gas-oil), CONDENSATS.

Les arrivées sont regroupées dans les collecteurs où elles sont dispatchées selon leur pression en 04 lignes :

-LDHP : ligne directe haute pression (28 bars)

-LDBP : ligne directe basse pression (11 bars)

-Ligne 2ème étage ou moyenne pression MP (04 à 06 bars)

-Ligne dessalage

2- Séparation LDHP2

L'unité de séparation LDHP2 est conçue pour traiter les effluents à fort GOR (plus de 1 000), elle comprend quatre séparateurs identiques qui travaillent à une pression de 28 bars, un ballon d'air instrument, un puisard avec deux pompes, et une torche d'écrêtage sud.

Les quatre (04) séparateurs sont de type cylindrique horizontal et traitent 4 000 m³/j d'huile et 5 Millions Sm³/j de gaz chacun à partir d'une alimentation triphasique (huile, eau et gaz), la séparation est réalisée du fait des différences de densité entre les trois phases, les niveaux d'huile et d'eau dans les séparateurs sont maintenus par des vannes régulatrices de niveau (LCV) se trouvant sur leurs lignes de sortie, la pression de gaz dans les quatre séparateurs est maintenue par des vannes régulatrices de pression se trouvant sur la ligne sortie gaz.(PICV1302A/B)

2.2 PARTIE GAZ

1. Unité de compression 2^{ème} étage N°1 :

Cette unité a été conçue pour traiter une charge 973 970 N m³/j (1 026 564 Sm³/j) de poids moléculaire (M=28g/mole) des gaz issus de l'unité 2^o étage de séparation (1 000 000Sm³/j environ), ces derniers sont collectés dans le ballon d'aspiration FA2201, ils sont comprimés dans le compresseur GB2201 (le compresseur est entraîné par une turbine TOMESSEN) de 4bar jusqu'à 28bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (165°C), l'aéro réfrigérant EC2201 les ramènes jusqu'à une température entre 60 et 70°C, au cours de ce refroidissement environ 3 m³/h de condensats se forment et donnent ainsi un mélange biphasique au niveau du ballon de condensats FA2203, ces derniers sont envoyés vers l'unité de fractionnement des condensats en vue de traitement (ils peuvent être envoyés directement au service GPL sinon vers l'unité de séparation 2^o Etage) . tandis que les gaz sortant du haut du ballon sont envoyés vers le manifold de gaz 28bar .

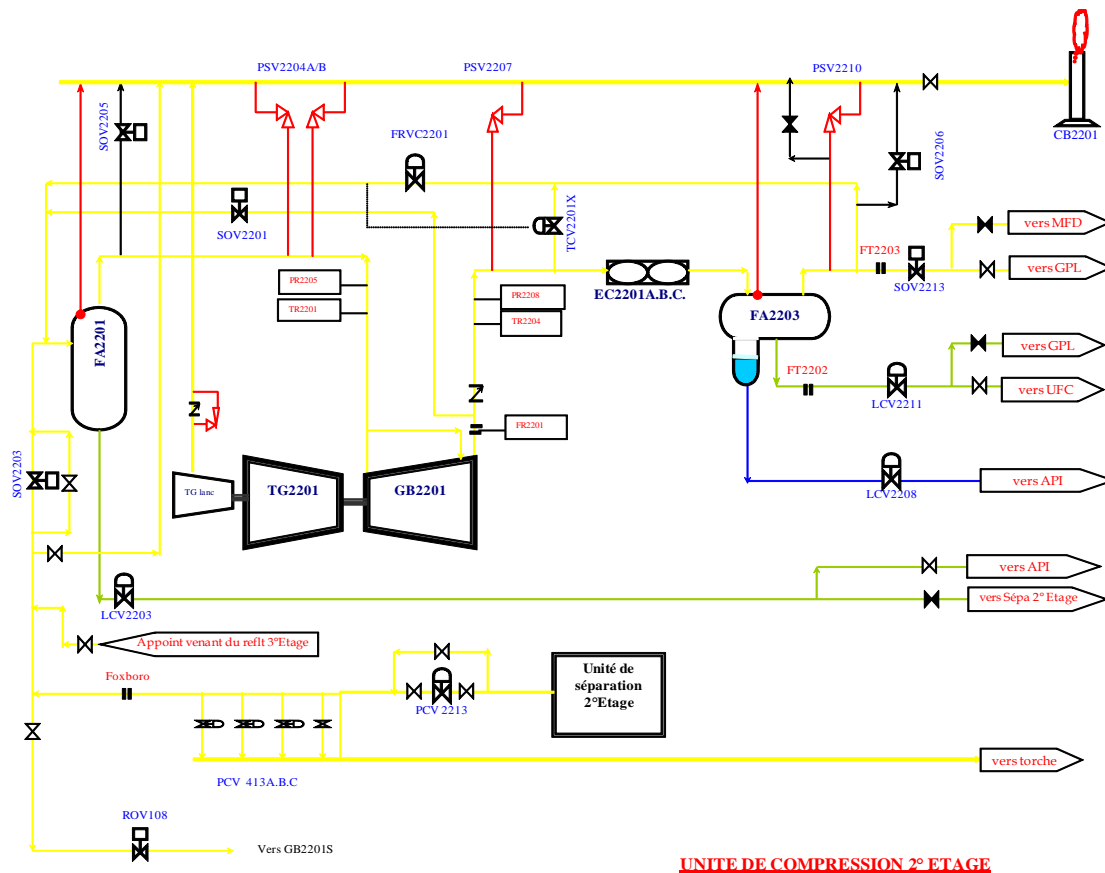


Figure 3 Unité de compression 2^{ème} étage 01

2. Unité de compression 2^{ème} étage N°2 :

Les gaz du 2^o étage de séparation sont collectés dans le ballon d'aspiration FA2201S, ces gaz sont comprimés dans le Moto- compresseur GB2201S de 4bar jusqu'à 28bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (165-170°C), l'aéro réfrigérant EC2201S les ramènes jusqu'à une température raisonnable fixée entre 37 et 55°C, au cours de ce refroidissement des condensats se forment en quantités appréciables et donnent ainsi un mélange biphasique au niveau du ballon de condensats FA2203S, ces derniers sont envoyés vers l'unité de fractionnement des condensats en vue de traitement tandis que les gaz sortant du haut du ballon sont envoyés vers le manifold général de gaz 28bar.

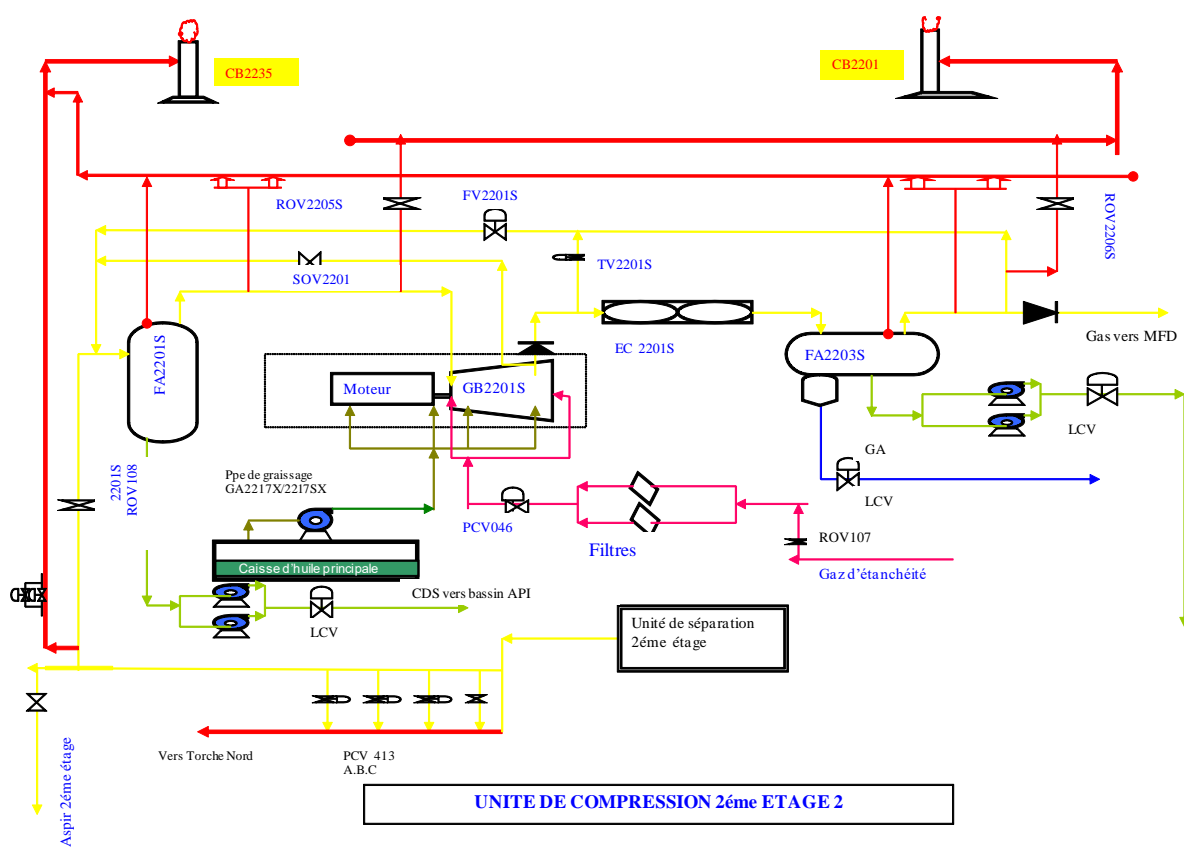


Figure 4 Unité de compression 2^{ème} étage 02

3. Unité de compression 3^{ème} étage N°1:

l'unité est conçue pour traiter une charge de 890 000Nm³/j (950 000Sm³/j) des gaz issus de la séparation 3^{ème} étage(M=44g/mole).

Les gaz du 3^{ème} étage de séparation (séparation BP) sont collectés dans le ballon d'aspiration FA2202, ces gaz sont comprimés dans le compresseur GB2202 de 0.6bar jusqu'à 14bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (150-160°C), l'aéro réfrigérant EC2202 les ramènes jusqu'à une température fixée entre 37 et 55°C, au cours de ce refroidissement des condensats inévitables se forment en quantités appréciables environ **30 m³ /h** et donnent ainsi un mélange biphasique au niveau du ballon de condensats FA2204, ces derniers sont envoyés vers l'unité de fractionnement des condensats à travers les pompes GA2201/S en vue de traitement tandis que les gaz 14bar sortant du haut du ballon sont mélangés avec ceux provenant de la séparation LDBP et alimentent les unités de compression LDBP1/2/3.

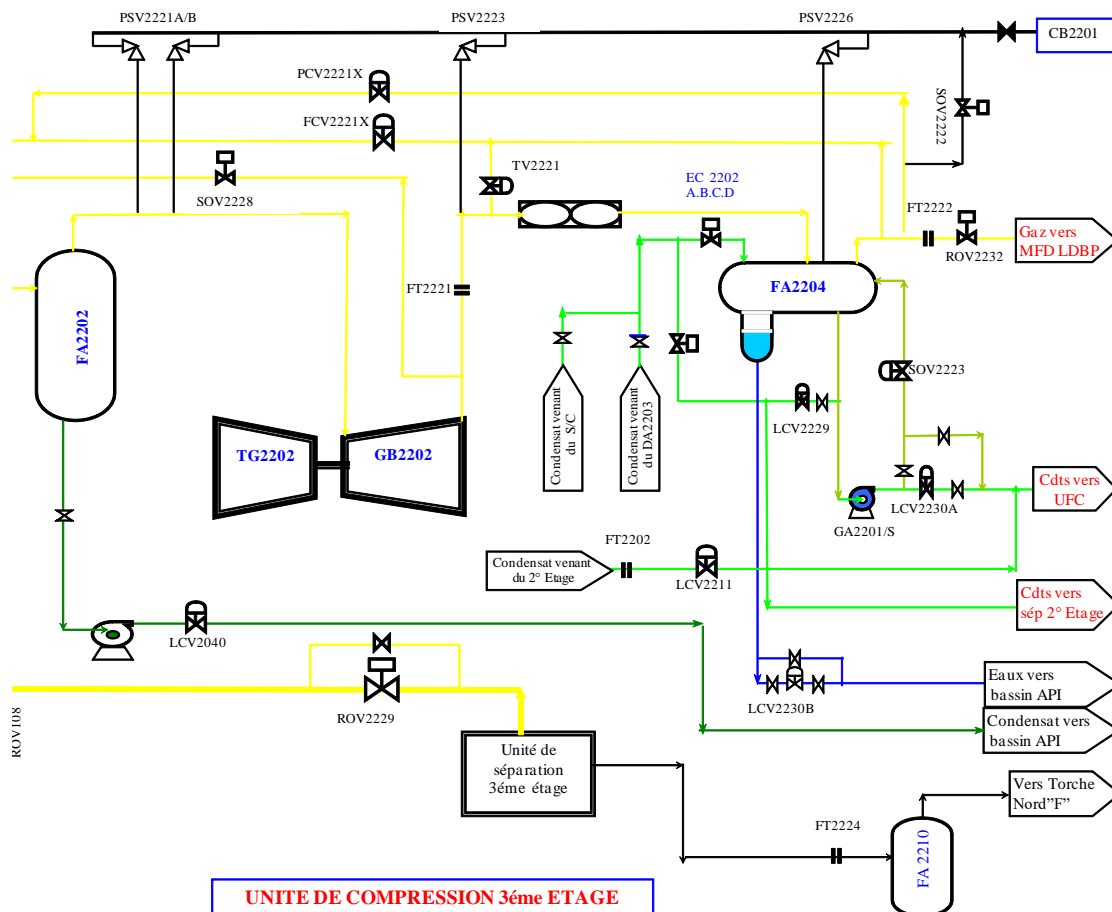


Figure 5 Unité de compression 3^{ème} étage 01

4. Unité de compression 3^{ème} étage N°2 :

Les gaz de l'unité 3^o étage séparation (gaz très riche en GPL et condensat) sont collectés dans le ballon d'aspiration FA2202S, ces gaz sont comprimés dans le Moto-compresseur GB2202S de 50mbar jusqu'à 14bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (150-160°C), l'aéro réfrigérant EC2202S les ramènes jusqu'à une température raisonnable fixée entre 37 et 55°C, au cours de ce refroidissement des condensats inévitables se forment en quantités appréciables et donnent ainsi un mélange triphasique au niveau du ballon de condensats FA2204S, ces derniers sont envoyés vers l'unité de fractionnement des condensats en vue de traitement ou bien vers GPL1 ou 2^o étage sép tandis que les gaz 14bar sortant du haut du ballon sont mélangés avec ceux provenant de la séparation LDBP et alimentent les unités de compression LDBP.

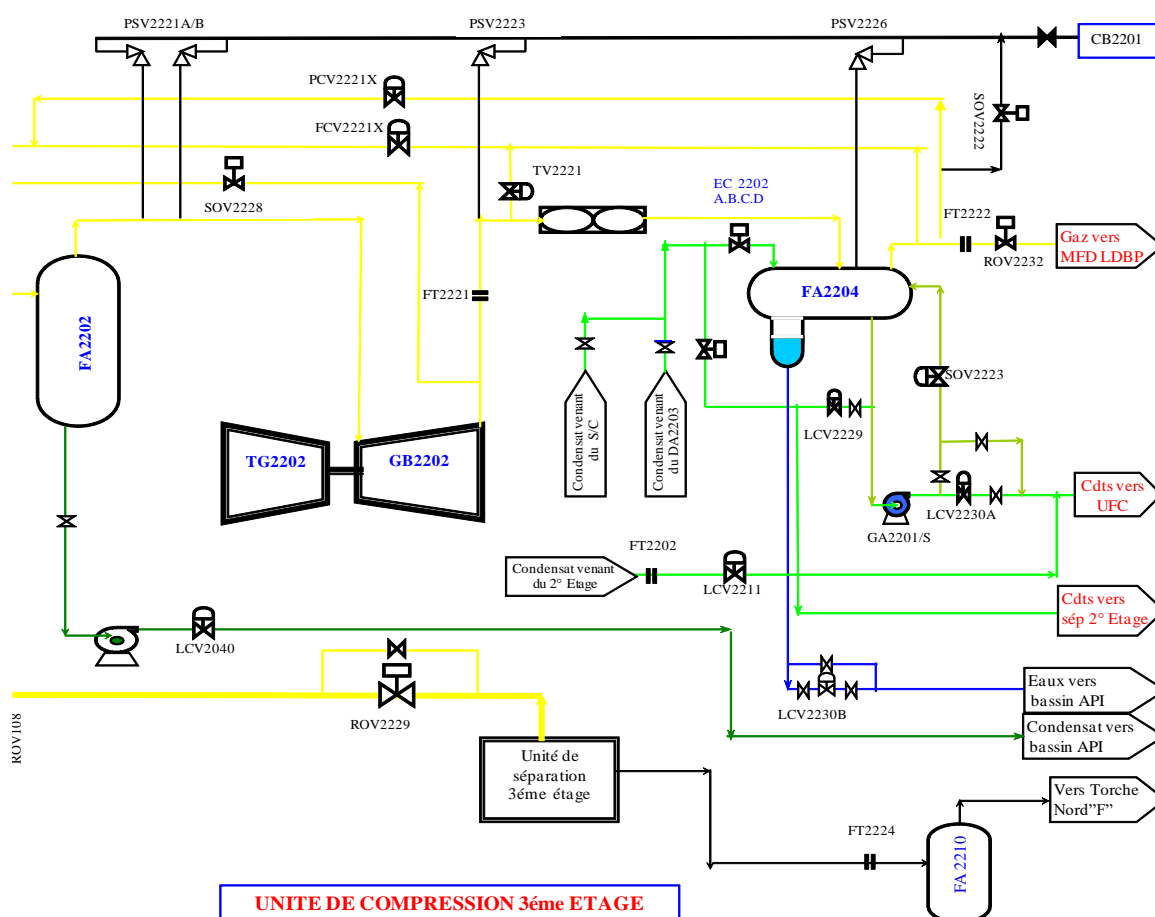


Figure 6 Unité de compression 3^{ème} étage 02

5. Unité de compression LDBP1 :

Cette unité est conçue pour traiter une capacité de 1 700 000Nm3/j.

Les gaz venant de la séparation LDBP (1 500 000Sm3/j), de la stable (450 000Sm3/j), de l'U.F.C (200 000Sm3/j), du 3° étage ou 3° étage BIS (600 000Sm3/j) sont collectés dans le manifold LDBP avant d'être introduits dans le ballon d'aspiration FA1300, ces gaz sont comprimés dans le compresseur GB1300 qui est entraîné par la turbine WORKSPOUR AMESTRDAM de 10bar jusqu'à 28bar, à cette pression les gaz se trouvent à une températures très élevées (150-160°C), ils sont refroidis au niveau de l'aéro réfrigérant EC1300 jusqu'à une température de 45°C, au cours de ce refroidissement des condensats en faibles quantités se forment au niveau du ballon de condensats FA1301, ces condensats sont envoyés soit vers l'unité de fractionnement des condensats en vue de traitement soit vers l'unité de séparation BP, tandis que les gaz 28bar sortant du haut du ballon sont envoyés directement vers le manifold général gaz 28 bars.

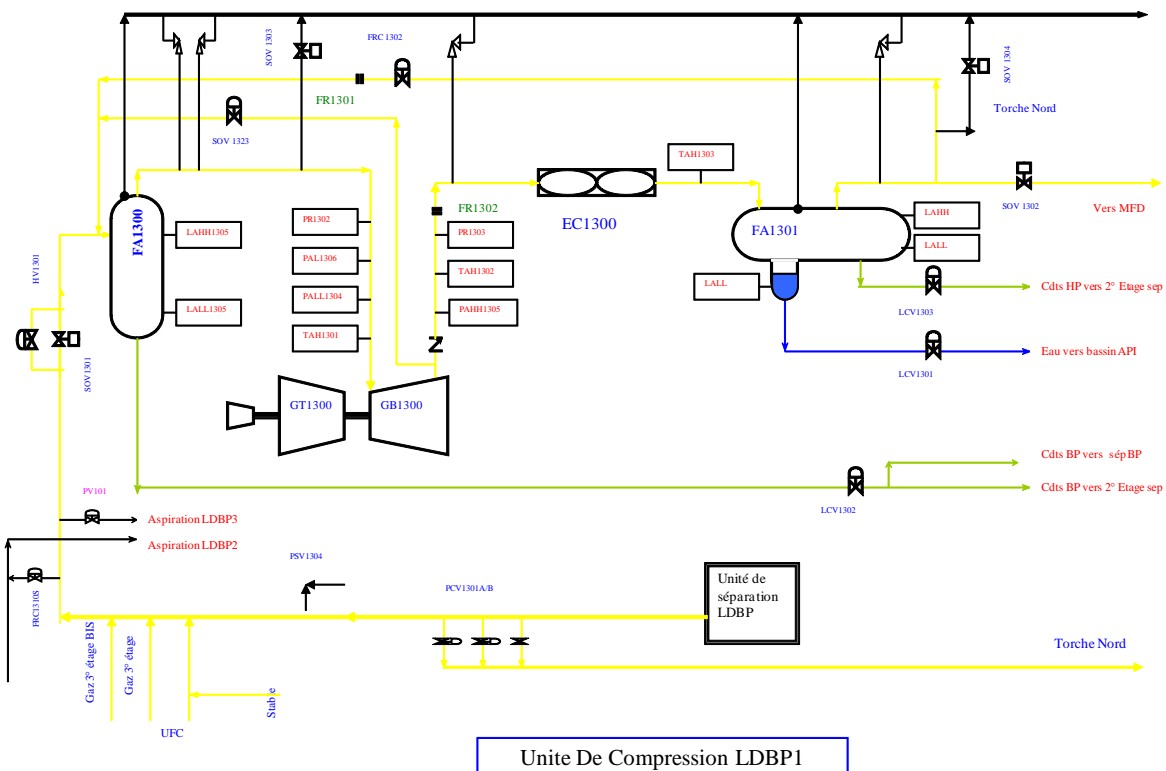


Figure 7 Unité de compression LDBP 01

6. Unité de compression LDBP2 :

Les gaz venant des champs sud, de la séparation LDBP de la stable, de l'U.F.C, du 3^o étage1/2 sont collectés dans le manifold LDBP avant d'être introduits dans le ballon d'aspiration FA1300S, ces gaz sont comprimés dans le Moto-compresseur GB1300S de 04bar jusqu'à 28bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (150-160°C), l'aéro réfrigérant EC1300S les ramènes jusqu'à une température raisonnable fixée entre 30 et 45°C, au cours de ce refroidissement des condensats se forment au niveau du ballon de condensats FA1301S, ces condensats sont envoyés soit vers l'unité de séparation 2^o Etage soit vers l'unité de séparation BP, tandis que les gaz 28bar sortant du haut du ballon sont envoyés au manifold gaz 28 bars. ils peuvent être envoyés directement vers le service GPL1.

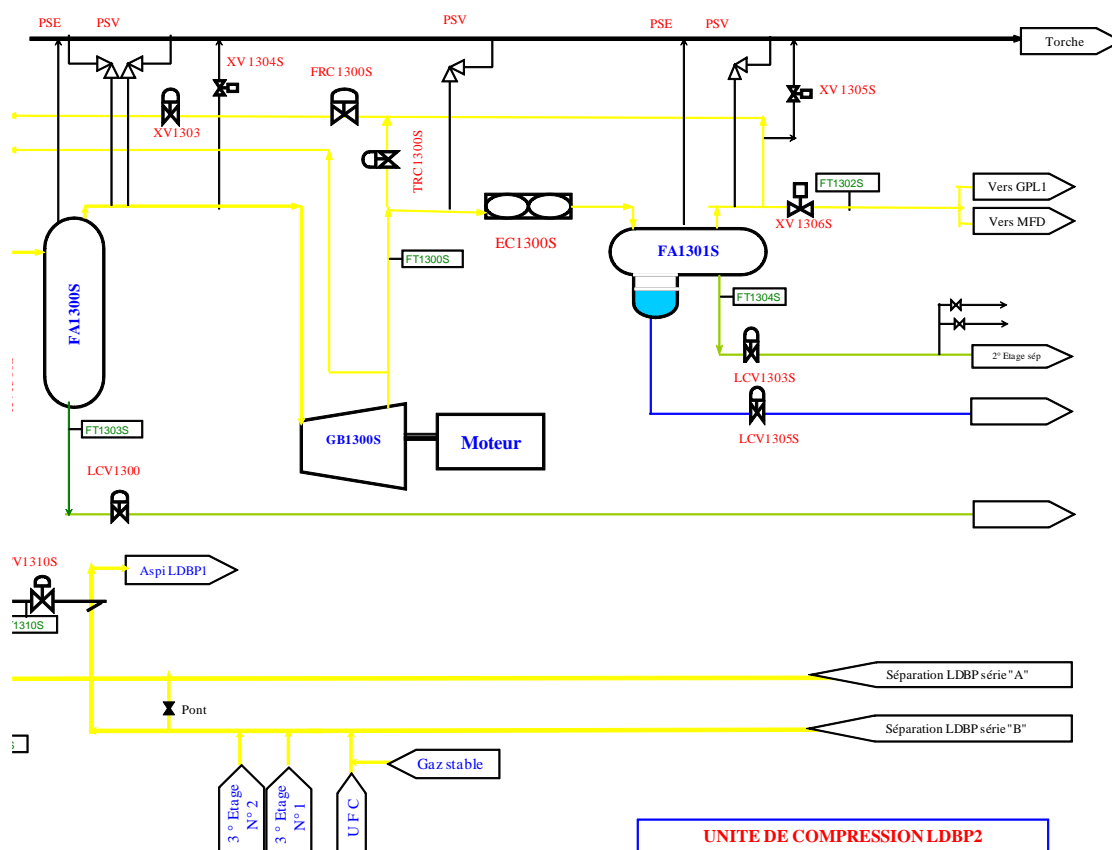


Figure 8 Unité de compression LDBP 02

7. Unité de compression LDBP3 :

L'unité LDBP3 est conçue pour traiter une charge de 1700 000Sm³/j de gaz de poids moléculaire M= 24g/mole.

Les gaz venant des unités satellites, de la séparation LDBP, de la stable, de l'U.F.C et du 3^o étage compression N^o1/2 sont collectés dans le manifold LDBP (voir schéma manifold LDBP page) avant d'être introduits dans le ballon d'aspiration FA1300A, ces gaz sont comprimés dans le Moto-compresseur GB1300A de 04bar jusqu'à 28bar, à cette pression les gaz se trouvent portés à des températures très élevées (150-160°C), l'aéro réfrigérant EC1300A les ramènes jusqu'à une température de 45°C, au cours de ce refroidissement de petites quantités de condensats se forment au niveau du ballon de condensats FA1301A, ils sont envoyés vers l'unité de séparation 2^o étage, tandis que les gaz 28bar sortant du haut du ballon sont envoyés vers le manifold général gaz 28 bars.

Les condensats BP issus du ballon d'aspiration FA1300A sont envoyés soit vers l'unité de séparation 2^o étage soit vers la séparation BP.

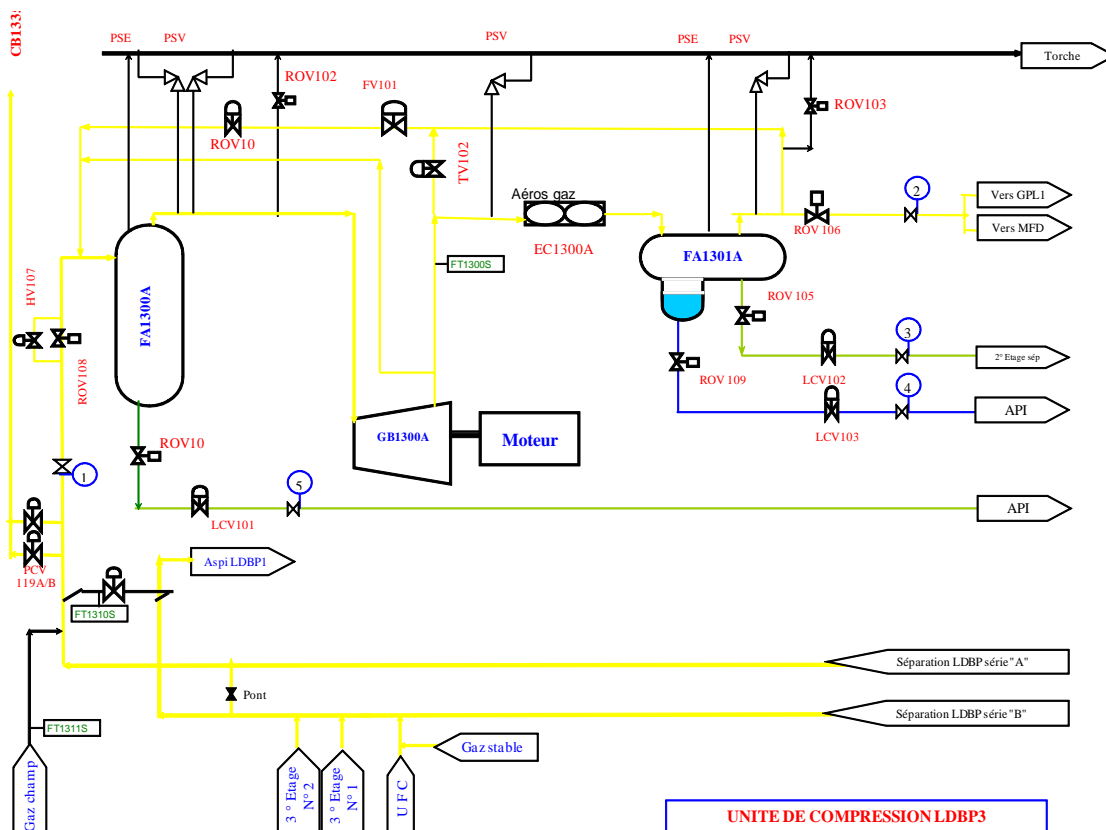


Figure 9 Unité de compression LDBP 03

8. Centrale d'air :

La nouvelle centrale d'Air est conçue pour alimenter toutes les unités CIS en air instrument, elle est composée de :

1. Trois moto compresseurs 5.5 KV (GB3000A , GB3000B , GB3000C) avec une production de 6000 Nm³/h.
2. Un groupe diesel de secours GB3001 (1600 Nm³/h).
3. Une unité de refroidissement pour abaisser la température de l'air comprimé de 60 °C à 35 °C.
4. Une unité de déshuilage, pour éliminer les gouttelettes d'eau et d'huile entraînées.
5. Deux ballons de stockage air déshuilé (air service alimentant les sécheurs).
6. Une unité de séchage à adsorption avec et sans chaleur.
7. Un groupe électrogène alimentant l'unité déshuilage en cas d'absence 380 V et assure l'éclairage de secours.
8. Deux ballons de stockage (autonomie) air instrument.

9. Unité de traitement des eaux huileuses API

Le Service Boosting doté d'un bassin API, consistant à la récupération d'huile issue des purges des eaux huileuses des différentes unités ou l'huile est récupérée vers RD et l'eau vers borbier

Un nouveau bassin API2 met en service 2001 et qui a pour objectif principal :

La collecte des eaux huileuses sur les différents sites (les champs satellites et des différentes unités du centre industriel sud) pour une capacité de traitement de 8500 m³/j.

Subissant un traitement physico-chimique des eaux huileuses ainsi l'optimisation de récupération d'huile afin de ne plus les rejeter dans la nature et aussi réduire la consommation d'eau de la nappe Albienne par sa réinjection après traitement. l'injection d'eau dans le gisement se fait via la station E2A.

La capacité de l'unité de traitement des eaux huileuses du CIS est de 8 500 m³/j, elle est composée de:

- Deux fosses d'entrée à chicanes
- Deux compartiments de décantation
- Deux fosses à tambours (skimmers)

- D'un puisard d'eau pré déshuilée équipé de quatre pompes PI106A/B/C/D.
- D'un puisard de collecte de brut récupéré équipé de deux pompes de reprise PI107A/B
- D'un ballon séparateur IGF (Induced Gas Flotation)
- D'une Pomperie d'expédition d'eau traitée PI109A/B/C/D.

Le processus de traitement commence par l'arrivée des eaux huileuses collectées initialement dans des puisards se trouvant au niveau du complexe CIS et des unités satellites, tous ces puisards sont équipés de pompes qui acheminent les eaux purgées vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

Ces eaux sont déversées dans l'un des deux bassins afin d'assurer la décantation et la séparation physique par différence de densité.

En surface l'huile récupérée, grâce à des déversoirs (goulottes) , est envoyée directement vers les puisards de récupération de l'huile, puis expédiée vers le stockage de brut via les pompes PI107AB.

L'eau sortant de la première piscine passe a travers une deuxième piscine afin de récupérer le film d'huile restant par le tambour (skimmer).

Ces quantités d'huile sont également envoyées au puisard de récupération de brut .L'eau est acheminée ensuite vers le ballon séparateur IGF par des pompes de reprise PI106ABCD. Le ballon est composé de quatre compartiments munis d'agitateurs (turbines) et d'un cinquième compartiment de stockage d'eau traitée pour alimenter les pompes d'expédition vers injection

Dans le ballon IGF, l'eau subie un traitement chimique pour éliminer les floques et le restes des matières en suspension par l'injection a l'entrée d'un produit chimique (floculant) a raison de 4L/J d'une part.

D'autre part et afin d'éliminer l'oxygène et les bactéries, on injecte deux produits il s'agit d'un réducteur de O₂ et un biocide.

Après avoir subi ce traitement, ces eaux sont expédiées par les pompes PI109ABCD vers l'unité d'injection d'eau E2A.

En cas d'arrêt de l'unité de traitement des eaux huileuses et/ou dysfonctionnement de cette dernière, les eaux sont envoyées vers le bassin évaporateur couvert par un tapis

imperméable contre les infiltrations des eaux pour protéger le sol .Il assure une autonomie de 03 jours.

10. Réseau torche

- L'écrtéage des séparateurs nouveaux LDHP se fait par la ligne 34'' vers torche.
- La décompression rapide des unités de compression 2°/3° étage, 2°/3° étage bis et LDBP 3 se fait par la ligne 24'' vers torche sud.
- L'écrtéage de l'unité de compression 3° étage se fait par la ligne 16'' vers torche sud.
- L'écrtéage de l'unité de compression LDBP 3 et LDBP 2, LDBP1 se fait par la ligne 36'' vers torche CB 1335 sud.
- L'écrtéage de l'unité de compression 2° étage se fait par la ligne 24'' vers torche CB 2235 sud.

Chapitre 3 : Généralités sur le condensat

3.1-Définition

Le condensat est constitué d'un mélange des hydrocarbures paraffiniques, de l'iso pentane (iC_5H_{12}) jusqu'au dodécane ($C_{12}H_{24}$) et plus, généralement extrais des gisements des gaz a condensat, il est sous forme liquide dans les conditions normales de températures et de pression .

3. 2.caractéristiques du condensat

Les principales caractéristiques physiques du condensat sont :

Aspect : c'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence

Poids spécifique : le poids spécifique du condensat est compris entre 0.7 et 0.8

Point d'éclaire : son point d'éclaire est inférieur à $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$

Limite d'inflammabilité : il est très inflammable, car il a un point d'éclaire inférieur à zéro, ces limites d'inflammabilités sont approximativement : 1.4 à 7.6%vol (dans l'air)

Densités de vapeur : les vapeurs de condensat sont plus lourd que l'air, la densité de vapeur est de 3 à 4(dans l'air)

Explosivité et inflammabilité : le condensat est un fluide hautement inflammable et évaporable à la température et pression normal .du fais qu'il n'est pas électro conducteur, il présente un danger d'inflammation ou explosion par l'étincelage électrostatique amorcé par un écoulement, filtration, pulvérisation....etc.

Toxicité physiologique : les vapeurs du condensat sont toxiques, lorsqu'un homme s'y expose, le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivi des symptômes névropathies.

Lorsque la concentration des vapeurs du condensat est de l'ordre de 0.025 vol dans l'air, elles ne peuvent pas causer de symptômes sérieux. Même après plusieurs d'heure d'inhalation.

Précaution hygiéniques : pour prévenir d'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir les vapeurs de condensat a moins de 300ppm.

3.3 Utilisation du condensat

La particularité du condensat réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégiques : la pétrochimie et le raffinage

Cette bivalence confère à ce produit une valeur différente par secteur d'utilisation, qui représente en fait un coût d'opportunité par rapport à la charge classique dans une raffinerie ou un craqueur

III.3.1. domaine de la pétrochimie

-la valorisation du condensat, se fait principalement dans le domaine de la pétrochimie, secteur où la demande est très importante.

-le vapocraquage est ainsi la principale voie pour la production des oléfines, dans ce secteur trois éléments dominent :

- L'accentuation du déséquilibre entre les demandes respectives d'éthylène et propylène
- Le fonctionnement des vapocraquages de charge liquide à la limite de flexibilité du rapport propylène /éthylène
- L'accroissement de la contribution de craquage catalytique à la fourniture du propylène

L'intérêt de ce produit dans la pétrochimie est justifié par les considérations suivantes :

Le condensat est riche en hydrocarbures paraffiniques et naphténiques C_5-C_7 ayant un bon potentiel de production d'oléfine, une faible quantité en hydrocarbures aromatiques, qui se transforment en poly-aromatique lors de vapocraquage.

3.3.2 Domaine du raffinage

Le condensat est utilisé dans la production des carburants notamment les essences, leur coût de revient est plus bas que les essences produites à partir du pétrole brut car la séparation et la transformation du condensat est moins coûteuse, et sa composition chimique riche en éléments légers.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence les paraffines normales en iso paraffines qui ont un haut indice d'octane (NO), utilisé également dans le reforming catalytique.

Chapitre 4 : Description de l'unité de valorisation des condensats UVC

4. 1- Introduction

L'unité de valorisation des condensats a été mise en service en septembre 2005 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale **SONATRACH** et la firme japonaise **JGC** (*japan Gazoline Corporation*).

L'unité de valorisation des condensats plus communément appelée **UVC** a été conçue pour valoriser et rendre les condensats des unités **GPL1**, **GPL2** et **UFC** en les mélangeant au Naphta et gazoline des unités **RHM1** et **RHM2**, pour répondre aux spécifications commerciales telles que la **TVR** et la densité, Condensats qui sont pour l'instant renvoyés aux réservoirs de brut comme sloop, entraînant une déstabilisation de l'exploitation des unités de distillation car aucune installation d'exportation n'est disponible pour ces produits de condensat.

Le système de valorisation des condensats sera conçu sur la base des conditions d'exploitation indiquées dans le tableau ci-dessous au niveau de jonction aux unités respectives **RHM1**, **RHM2**, **GPL1**, **GPL2** et **UFC**.

4 .2- Description De L'unité :

L'unité est constituée :

- de trois bacs à toit fixes (10-T101 A/B/C) d'une capacité unitaire de 2500 m³.
- d'un bac de stockage à toit flottant (10-T001) d'une capacité de 2500 m³ pour stocker le naphta + gazoline provenant des unités **RHM1** et **RHM2**.
- de deux pompes de recyclage 10-G001A/B assurant le mélange du produit C5+ produit par les unités et du Naphta produit par **RHM1** et **RHM2** à partir du bac 10-T001.
- d'un mélangeur, appareil stabilisant le mélange C5+ et Naphta.
- de trois pompes d'expédition 10-G101A/B/C, de débit nominal de 250 m³/h assurant le transfert du produit final vers les installations (parc de stockage) de Haoud el Hamra **HEH** ou celui-ci sera mélangé aux condensats venant des unités du sud (Alrar, Rhoud-Nouss, etc..): L'expédition se fait au travers d'une pipe de diamètre 10 pouces.

4 .3. Le Condensât

Est un mélange liquide d'« hydrocarbures légers » obtenu par condensation de certains gaz naturels bruts, de (iC₅H₁₂) jusqu'au (C₁₂H₂₆) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression.

C'est un produit volatil, léger, instable ; et incolore, avec une odeur d'essence.

4 .3. A Description Du Procédé

1- Réception Et Collecte Des Produits RHM1 Et RHM2

L'essence et le naphta produits par RHM2 seront fournis au système de valorisation des condensats. Un contrôleur de débit et une vanne de contrôle seront prévus pour chaque ligne d'alimentation partant de l'unité RHM2 existante au système. Deux produits, essence et naphta, arriveront en phase liquide à 55°C.

Les produits essence et naphta en provenance de RHM1 et de RHM2 seront tous mélangés, dans le bac des produits RHM1/2(10-T-001), la tension de vapeur du mélange sera de 0,780 kg/cm² à 55°C, le mélange sera stocké dans un bac à toit flottant (10-T-001).

2- Stockage et transfert des produits RHM1/2

Les produits stockés dans le bac (10-T-001) seront de façon continue transférés vers un système de mélange grâce à des pompes de transfert munies d'un contrôle de débit, à savoir (10-G-001A/B).

3- Collecte des produits GPL1, GPL2 et UFC

Les unités GPL1, GPL2 et UFC constituent chacune la source d'alimentation en condensat de l'unité (UVC).

Chaque condensat sera directement envoyé vers le système mélangeur, les condensats ainsi introduits dans le système seront mélangés les uns aux autres dans une seule ligne, celui-ci contrôle la densité et la TVR du mélange, de façon à ce que ce dernier se conforme à la spécification de produit. Le condensat excédentaire sous le contrôle-dosage sera retourné à la source originale, à savoir séparateur MP (TRT), grâce au contrôleur de pression.

4- Mélange de tous les produits

Le système de mélange comprendra le mélangeur statique (X-001), un contrôleur de pression et un système analyseur du mélange sur densité et TVR.

Le mélangeur statique a pour rôle d'achever un mélange satisfaisant des produits. Sa pression de service est réglée à 3,5 Kg/cm² grâce au contrôleur de pression afin d'empêcher que le fluide ne se vaporise, Le contrôleur doseur fonctionne automatiquement de façon à régler la combinaison de différents condensats C5+ et le mélange sera transféré en qualité de condensat produit dans un bac de stockage, appelé bac de condensat (T-101A/B/C).

5- Stockage de produit mélangé comme condensat

Trois bacs de condensat (T-101A/B/C) sont installés pour stockage du condensat produit ; réception, transfert, et stabilisation. Chaque réservoir aura une capacité de 2500 m³.

Du point de vue de la sécurité, deux soupapes de respiration en tête du réservoir afin d'empêcher que ce dernier ne soit soumis aux conditions de surpression ou de dépression ou vide. Le vaporisât sera

dégagé vers l'atmosphère en cas de surpression, et dans le cas contraire, de l'air ambiant sera pris dans le réservoir.

De plus, un système de couverture au gaz est retenu pour maintenir la pression intérieure à une pression légèrement supérieure à la tension de vapeur considérée pour empêcher que le produit stocké ne se vaporise.

6- Expédition du condensat dans la canalisation existante

Trois pompes d'expédition de condensat (G-101A/B/C) sont installées pour expédier vers la canalisation existante les condensats stockés. Chaque pompe a une capacité nominale de 250 m³/h.

Des lignes de retour avec contrôle de débit protégeant la Pomperie d'expédition en assurant le débit minimum, mais aussi pour :

- Transvaser le condensat produit d'un bac à un autre ;
- Retourner le condensat off spec au séparateur MP pour retraitement.

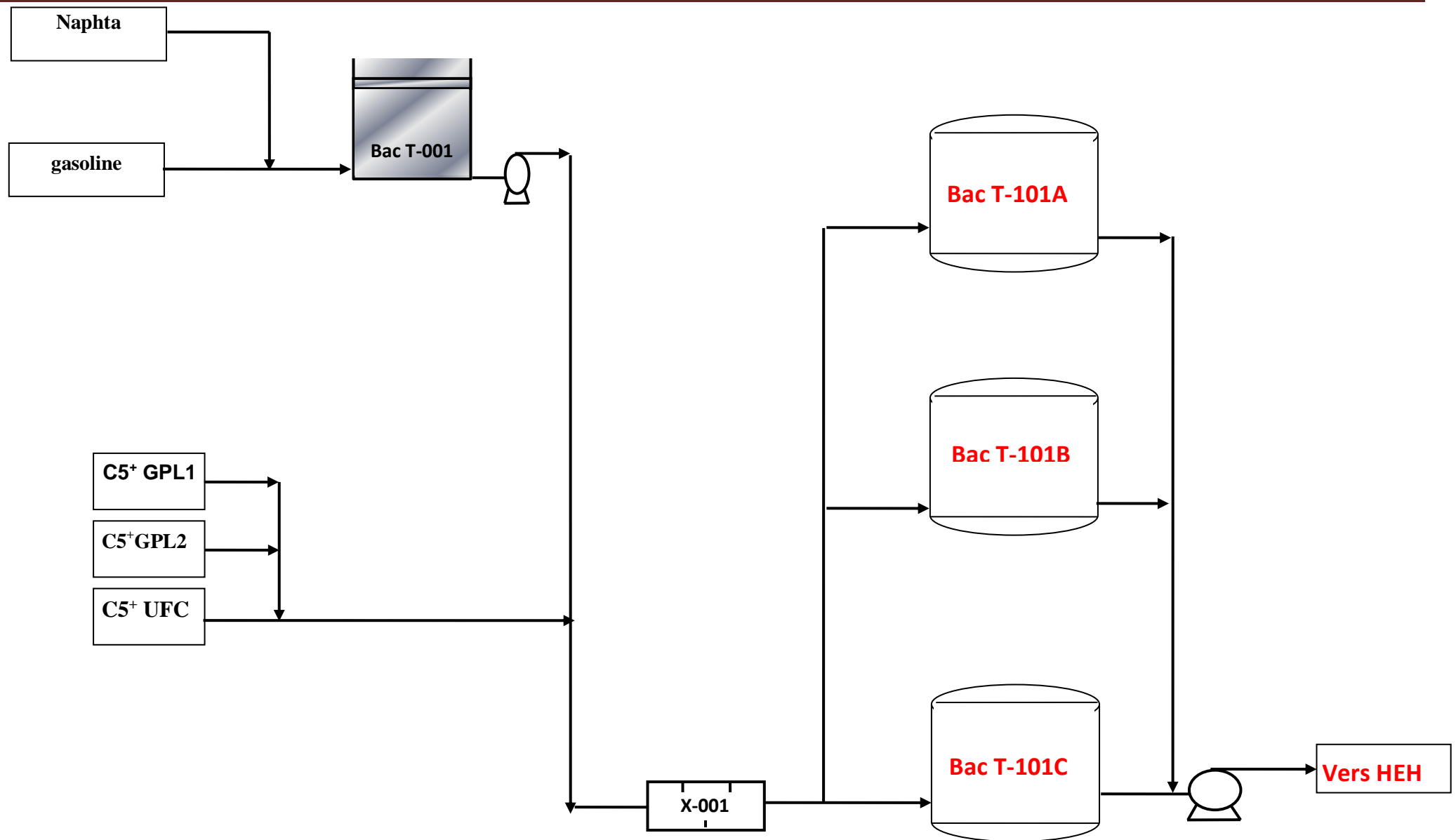


Figure 10 schéma simplifié de l'UVC

4.3. B Spécifications Des Produits

Les spécifications ci-dessous seront appliquées produit fini.

	Densité (kg/l)	TVR (kg/cm ²)
Condensat produit	0,71<densité<0,725	<=0,8

4.3. C. Caractéristiques Du Condensat Et Méthodes D'analyses

1. Caractéristiques Physiques

C'est un produit volatil, instable et inflammable ; Sa pression de vapeur saturante est intermédiaire entre celle d'un condensat de gaz naturel et du gaz de pétrole liquéfié (GPL).

Sur le plan de la qualité pour la carbochimie ou pour le marché des carburants, il correspond à un pétrole extrêmement léger, de haute valeur économique (donnant de l'essence et du naphta en ne générant qu'une faible quantité de déchets). Il peut être mélangé avec des hydrocarbures plus lourds pour produire de l'essence commerciale.

Sa pureté à la source varie beaucoup selon la nature géologique du gisement (Cf. origine organique du gaz, et type de matrice rocheuse du gisement). Le gaz extrait, et ses condensats sont plus ou moins « propres ». Leur composition varie aussi selon la profondeur (et la pression qui en dépend généralement).

Ils peuvent contenir de l'eau (souvent fortement chargée de sels) des impuretés (dont CO₂ et du soufre sous forme de H₂S, mais aussi de l'azote, l'hélium, un peu d'hydrogène ou d'argon, et parfois des impuretés métalliques dont du mercure, plus rarement du plomb et du zinc (dans le cas du réservoir profond d'Elgin par exemple) ou encore des métalloïdes (arsenic typiquement).

Certaines de ces impuretés quand elles sont présentes en quantité importantes peuvent être source de problèmes de condensation rétrograde (formation de gouttelettes ou d'apparition de cristaux remontés par le débit de flux. Ils peuvent causer la formation d'entartrement des puits et des conduites. Certains de ces tartres sont parfois difficiles à contrôler ou nettoyer.

2. Caractéristiques Chimiques

Les « condensats » sont la fraction légère mais liquide à température et pression ambiante de certains gisements ; pour ce qui est du poids de molécules, ils contiennent des hydrocarbures allant du pentane (C₅H₁₂) jusqu'à l'heptane (C₇H₁₆) ou l'octane (C₈H₁₈).

Ils sont associés aux grands gisements de gaz naturel, mais parfois aussi au « gaz associé » abondamment produit par certains champs de pétrole.

4 .3. D. Traitement des Condensats:

Certains constituants présents dans les effluents de condensat sont à l'origine de problèmes liés à leur stockage, transport, ou commercialisation, obligeant les producteurs à procéder à un minimum d'opérations de traitement sur champs, et sur des unités de traitement avant expéditions :

1. La Densité :

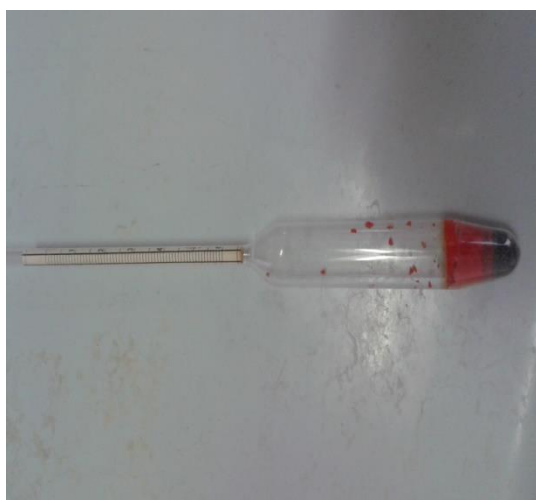
C'est la masse par unité de volume à la température de 15°C.

Equipement :

Aéromètre (0.650 à 0.700).

Thermomètre (-10 à 120°C).

Eprouvette de 500 ml.



Mesure La Densité

A partir de la densité lue sur l'aéromètre, et la température mesurée, la densité est obtenue au moyen d'un tableau de conversion à 15°C.

2. Détermination de la Tension de Vapeur Reid T.V.R :

La pression de vapeur “ Reid ” **TVR** est la pression exprimée en millibars développée par les Vapeurs d'un produit pétrolier contenu dans une bombe normalisée, dans des conditions définies, la température de l'essai étant de 37.8 °C et le rapport entre le volume de gaz et celui du liquide.

Une bombe de “ Reid ” contenant le produit à examiner est immergée à 37.8°C est agitée jusqu'à l'équilibre de pression.

La valeur lue sur le manomètre, corrigé si nécessaire, est la pression de vapeur “ Reid ”.



Mesure TVR

3. Mode opératoire :

On remplit la chambre d'échantillon avec le condensât refroidi entre (0 – 4 C°) pour ne pas perdre les vapeurs dégagés par le condensât, on la connecte à la chambre d'air, on plonge l'appareil dans un bain thermostatique à 37.8 C°, on agite périodiquement jusqu'à ce que la pression se stabilise.

Contexte et problématique du projet

Dans le cadre de valorisation des condensats du complexe industrielle sud vu en 2001 la réalisation de l'unité de valorisation des condensats UVC .cette dernière a été conçue pour produire un condensat stabilisé selon les normes exigés par le transporteur a partir des différents sources de condensat du complexe CIS :

- Condensat stabilisé du GPL1 et GPL2
- Naphta et gazoline du RHM2
- Condensat stabilisés de l'UFC

Les condensats stabilisés des unités GPL1 et GPL2 et les produits volatiles du RHM2 sont acheminés vers UVC, par contre les condensats non stabilisés des unités boosting et UTBS sont réintroduites dans le brut suite à l'indisponibilité de l'unité UFC qui sert à stabiliser les condensats des unités boosting.

Suite à la déviation de 80% environ de la production du champ sud HMD vers l'UTBS, le débit des condensats des unités boosting deviendra insuffisant pour assurer le fonctionnement normal de l'UFC.

Vu la quantité importante des condensats non stabilisés, la valorisation des ces condensat non stabilisés est nécessaire.

Dans ce sens l'objet de notre étude est basé principalement sur la récupération et la valorisation des condensats non stabilisés des unités boosting et l'UTBS.

Généralité sur la simulation :

Le développement de l'informatique dans le domaine de simulation, nous permet de résoudre le problème de calcul manuel long, on utilise comme outil des logiciels de simulation.

Les simulateurs existants tels que Aspen plus, chemCA ,Hysys ,pro-II sont les plus vendus et qui deviennent de plus en plus indispensables pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels qui fonctionnent parfois loin de leur optimum.

Cela dit, le simulateur hysys est l'un des plus performants logiciels de simulation.

1. la simulation

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène physique à l'aide de modèles mathématiques simples permettant de décrire son comportement.

Autrement dit, la simulation permet de représenter par des modèles mathématiques les différents phénomènes de transfert de masse, d'énergie et de quantité de mouvement qui produisent dans les différentes opérations unitaires.

2. modèle mathématique

Le modèle mathématique est composé d'une série d'équations développées dans l'objectif de décrire le comportement d'un système donné (opération unitaire, séparation de phase, fractionnement de composants, compression, détente, échange de chaleur ou autre). Ce sont des équations de conservation de masse, d'énergie et de quantité de mouvement. Ces équations peuvent être algébriques ou différentielles.

3. utilisation du simulateur

Le simulateur peut être utilisé lors de la conception d'un procédé industriel afin de :

- Etablir des bilans de matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- Dimensionner les équipements de ce procédé.

Ou bien dans le suivi des procédés qui sont déjà installés afin de :

- Réajuster les paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de compositions de l'alimentation ou des conditions de fractionnement de certains équipements.
- Déterminer les performances des équipements.

Chapitre 5 : calcule et interprétation des résultats

5.1 Etude de l'impact des condensats non stabilisés des boosters 2^{ème} et 3^{ème} étages et de l'UTBS sur la production de l'UVC

5.1.1 Caractéristiques des condensats non stabilisé des 2^{ème} et 3^{ème} étages

La production journalier de ces condensats est d'environ **588.3 m³/j**, récupère l'ors de la compression du gaz du 2^{ème} et 3^{ème} étage.

Tableau 1 Spécifications Condensats non stabilisés de 2^{ème} et 3^{ème} étages de compression

		Condensat 2^{ème} et 3^{ème} Etage	
Température	°C	26	
Pression	bar-	28	
Débit massique	tonne /j	339,1	
Débit volumique	m³/j	588,3	
Densité à15°C	kg/m³	576,4	
P.M	kg/kmol	54,45	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	7,57	2,5
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,33	0,12
	C2	5,45	3,01
	C3	21,7	17,56
	IC4	6,51	6,95
	NC4	33,22	35,47
	IC5	8,66	11,48
	NC5	12,76	16,9
	NC6	3,8	6,01
	NC7	0,00	0,00
	NC8	0,00	0,00
Total	100	100	

5.1.2 Caractéristiques du condensat non stabilisé de l'UTBS

La production journalière de l'UTBS en condensats est de 551.4 tonne /jour. Ce produit est récupéré dans les ballons inter-étages du système de compression des gaz associé.

Actuellement, les condensats produits de l'UTBS sont recyclés vers l'unité de traitement du brut à l'entrée du ballon triphasique de chaque train, via le collecteur de condensats commun aux quatre trains de compression.

Tableau 2 Spécifications Condensats non stabilisés de l'UTBS

		Condensat non stabilisé UTBS	
Température	°C	26	
Pression	bar-g	12	
Débit massique	tonne /j	551.4	
Débit volumique	m³/j	964.9	
Densité à15°C	kg/m³	596,4	
P.M	kg/kmol	55,65	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	0.11	0.03
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,05	0,01
	C2	3.89	2.04
	C3	26.90	20.67
	IC4	7.81	7.91
	NC4	35	35.45
	IC5	8.73	10.98
	NC5	13.85	17.42
	NC6	3.65	5.48
	NC7	0,00	0,00
	NC8	0,00	0,00
Total	100	100	

5.1.3 Caractéristiques du Naphta

La production journalier du naphta RHM2 est d'environ 425 tonne /j, envoyé dans un bac de stockage à toit flottant (10-T001) d'une capacité de 2500 m³ pour stocker le naphta + gazoline provenant des unités **RHM1** et **RHM2**.

Tableau 3 Spécifications du naphtaRHM2

		Naphta RHM2	
Température	°C	55	
Pression	bar-g	5	
Débit massique	tonne /j	425	
Débit volumique	m ³ /j	740	
Densité à15°C	kg/m ³	742	
P.M	kg/kmol	54,45	
TVR	kg /cm ²	0.19	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	0.00	0.00
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,00	0,00
	C2	0.00	0.00
	C3	0.00	0.00
	IC4	0.00	0.00
	NC4	0.17	0.09
	IC5	0.00	0.00
	NC5	1.74	1.12
	NC6	7.21	5.55
	NC7	6.44	23.65
	NC8	37.83	38.57
	NC9	21.92	25.09
NC10	4.68	5.94	
NC11			
TOTAL (%)		100%	100%

5.1.4 Caractéristiques du Gasoline

La production journalier du gazoline est d'environ 515 tonne /j, envoyé dans un bac de stockage à toit flottant (10-T001) d'une capacité de 2500 m³ pour stocker le naphta + gazoline provenant des unités **RHM1** et **RHM2**.

Tableau 4 Spécifications du gasolineRHM2

		Gasoline RHM2	
Température	°C	55	
Pression	bar-g	5	
Débit massique	tonne /j	515	
Débit volumique	m ³ /j	893	
Densité à15°C	kg/m ³	704	
P.M	kg/kmol	89.41	
TVR	kg /cm ²	0.54	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	0.00	0.00
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,00	0,00
	C2	0.00	0.00
	C3	0.00	0.00
	IC4	0.00	0.00
	NC4	0.14	0.10
	IC5	17.4	15.51
	NC5	33.46	29.89
	NC6	36.84	39.30
	NC7	11.67	14.48
	NC8	0.48	0.68
	NC9	0.00	0.00
	NC10	0.00	0.00
NC11			
TOTAL (%)	100%	100%	

5.1. 5 Caractéristiques du condensat stabilisé GPL1

La production journalier du condensat GPL1 est d'environ 240 tonne /j, envoyé vers l'alimentation de l'unité de l'UVC.

Tableau 5 Spécifications Condensats stabilisés de GPL1

		Condensat GPL1	
Température	°C	26	
Pression	bar-g	17	
Débit massique	tonne /j	240	
Débit volumique	m³/j	416	
Densité à15°C	kg/m³	657	
P.M	kg/kmol	78.81	
TVR	kg /cm²	0.92	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	0.00	0.00
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,00	0,00
	C2	0.00	0.00
	C3	0.00	0.00
	IC4	0.00	0.00
	NC4	0.93	0.71
	IC5	36.8	35.07
	NC5	42.45	40.42
	NC6	14.61	16.62
	NC7	3.37	4.46
	NC8	1.81	2.73
	NC9	0.00	0.00
	NC10	0.00	0.00
	NC11	0.00	0.00
TOTAL (%)	100%	100%	

5.1.6 Caractéristiques des condensats stabilisés du GPL2

La production journalier de ces condensats est d'environ 1040 tonne /j, envoyé vers l'alimentation de l'unité UVC.

Tableau 6 Spécifications Condensats stabilisés de GPL2

		Condensat GPL2	
Température	°C	26	
Pression	bar-g	13.5	
Débit massique	tonne /j	1040	
Débit volumique	m³/j	1800	
Densité à15°C	kg/m³	654	
P.M	kg/kmol	78.47	
TVR	kg /cm²	0.95	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	0.00	0.00
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,00	0,00
	C2	0.00	0.00
	C3	0.00	0.00
	IC4	0.00	0.00
	NC4	0.18	0.14
	IC5	29.94	28.01
	NC5	44.10	41.25
	NC6	18.42	20.58
	NC7	4.80	6.25
	NC8	2.56	3.79
	NC9	0.00	0.00
	NC10	0.00	0.00
	NC11	0.00	0.00
TOTAL (%)	100%	100%	

5.1.7 Spécifications des condensats à transaction commerciale

Les spécifications exigées dans la production du C5⁺ sont respectivement dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 Spécifications Condensats stabilisés.

Caractéristiques	Unité	Min	Max
	Kg /l	0,7022	0,7201
Masse volumique	°API	65	70
TVR	Kg/cm ²	--	0.8
B .S.W	% Vol	--	Trace
Teneur en sels	%Pds	--	40ppm
Teneur en soufre	%Pds	--	0,005

5.2 Méthodologie de la simulation

5.2.1 Simulation du mélange des condensats avec la nouvelle charge du condensat 2^{eme} et 3^{eme} étage

Les unités GPL1, GPL2 et 2^{eme} et 3^{eme} étage constituent chacune la source d'alimentation en condensat de l'unité (UVC).

Chaque condensat sera directement envoyé vers le système mélangeur, les condensats ainsi introduits dans le système seront mélangés les uns aux autres dans une seule ligne, celui-ci contrôle la densité et la TVR du mélange, de façon à ce que ce dernier se conforme à la spécification de produit.

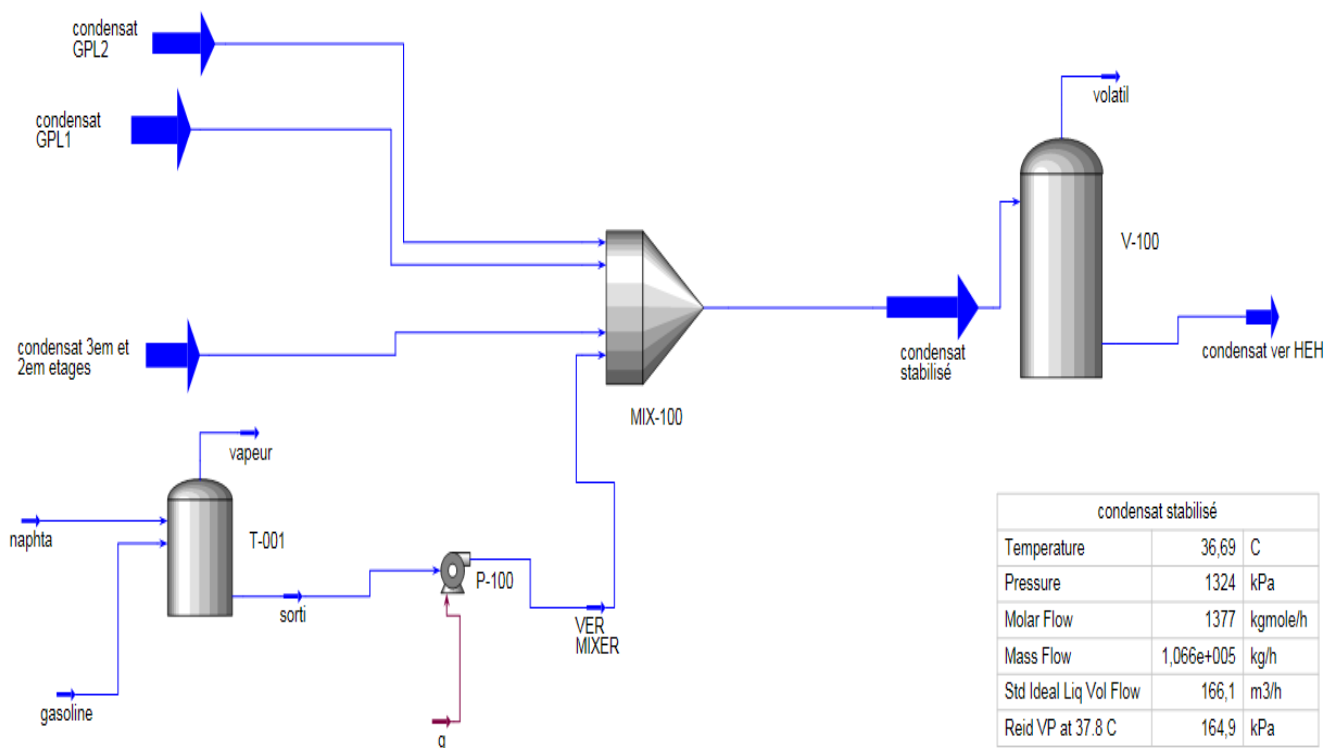


Figure 11 schéma de la simulation du mélange des condensats avec la nouvelle charge du condensat non stabilisés 2^{eme} et 3^{eme} étage.

5.2.1.1 Caractéristiques du mélange de condensat obtenu par simulation hysys

Tableau 8 Spécifications du mélange des Condensats obtenues par simulation hysys

		Condensat produit après point de jonction	
Température	°C	36	
Pression	bar-g	13.5	
Débit massique	tonne /j	2558.5	
Débit volumique	m ³ /j	4080	
Densité à15°C	kg/m ³	627	
P.M	kg/kmol	77.44	
TVR	kg /cm ²	164	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	1.43	0.33
	N2	0,00	0,0
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,06	0,01
	C2	1.03	0.40
	C3	4.09	2.33
	IC4	1.23	0.92
	NC4	6.47	4.86
	IC5	20.74	19.32
	NC5	31.12	29.00
	NC6	17.57	19.55
	NC7	7.57	9.79
	NC8	5.65	8.34
	NC9	2.52	4.17
	NC10	0.54	0.99
NC11	0.00	0.00	
TOTAL (%)	100%	100%	

Interprétation des résultats obtenus

On remarque que la TVR est supérieure à 0.8 kg /cm², d'une autre part la densité est inférieure à 0.70 kg /m³, donc c'est un condensat non stabilisé pour un débit massique de 339 tonne /j des condensats non stabilisés du 2^{eme} et 3^{eme} étages.

5.2.1.2 Interprétation des graphes de simulation

5.2.1.2.1 la TVR des condensats produits aux points de jonctions en fonction du débit massique des condensats non stabilisé du 3^{eme} et 2^{eme} étage de compression

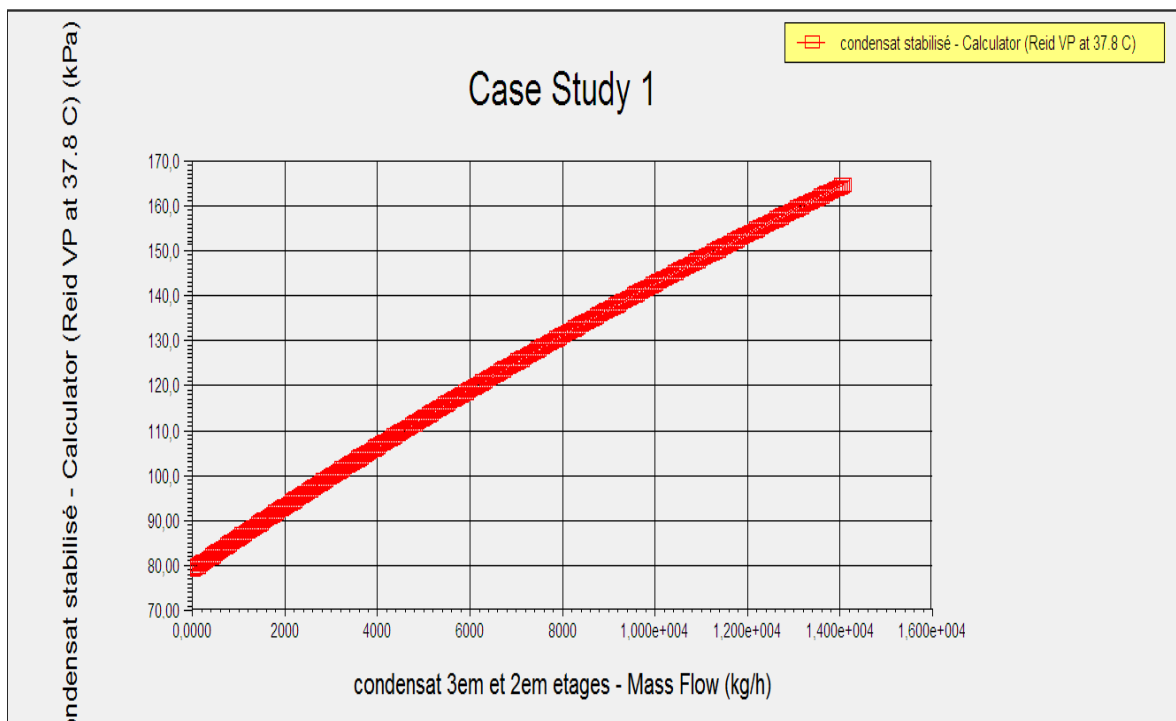


Figure 12 courbe de la TVR en fonction du débit massique des condensats 2^{eme} et 3^{eme} étages

Interprétation 1

On remarque que la TVR des condensats produits après points de jonctions est augmentée avec l'augmentation du débit massique des condensats non stabilisé (2^{eme} et 3^{eme} étage).

5.2.1.2.2 La TVR des condensats produits aux points de jonctions en fonction du débit du naphta et gazoline

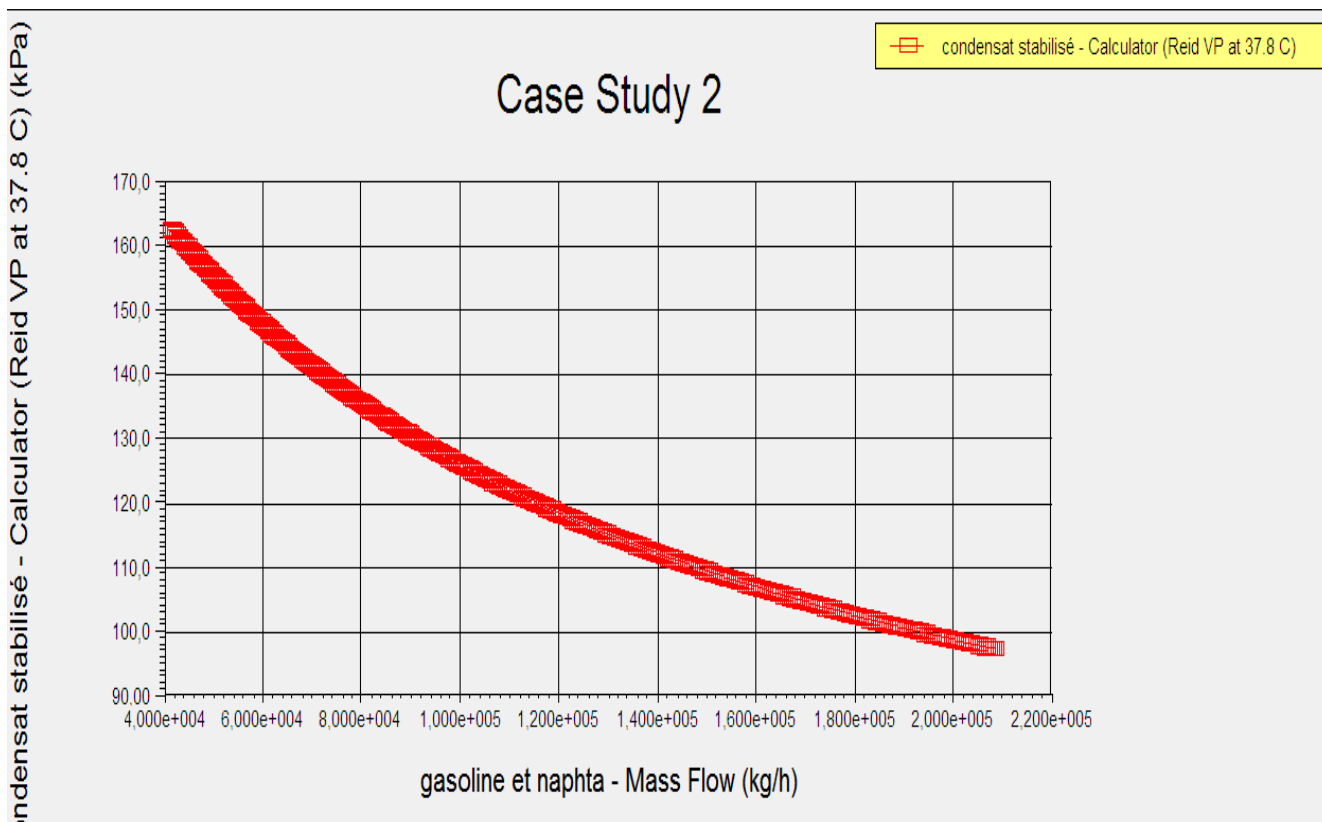


Figure 13 courbe la TVR du condensat produit aux points de jonctions en fonction du débit du naphta et gazoline.

Interprétation 2

On remarque diminution de la TVR des condensats produits aux points de jonctions si le débit du naphta et gazoline augment. Mais on a un condensat stabilisé lorsque le débit est plus de 4000 tonne /j pour un débit massique de 339tonne /j du condensat non stabilisé.

5.2.1.2.3 La TVR du mélange obtenu en fonction du débit massique des condensats non stabilisés (2 eme et 3 eme étage) et en fonction du débit massique du gazoline et naphta produit au RHM2

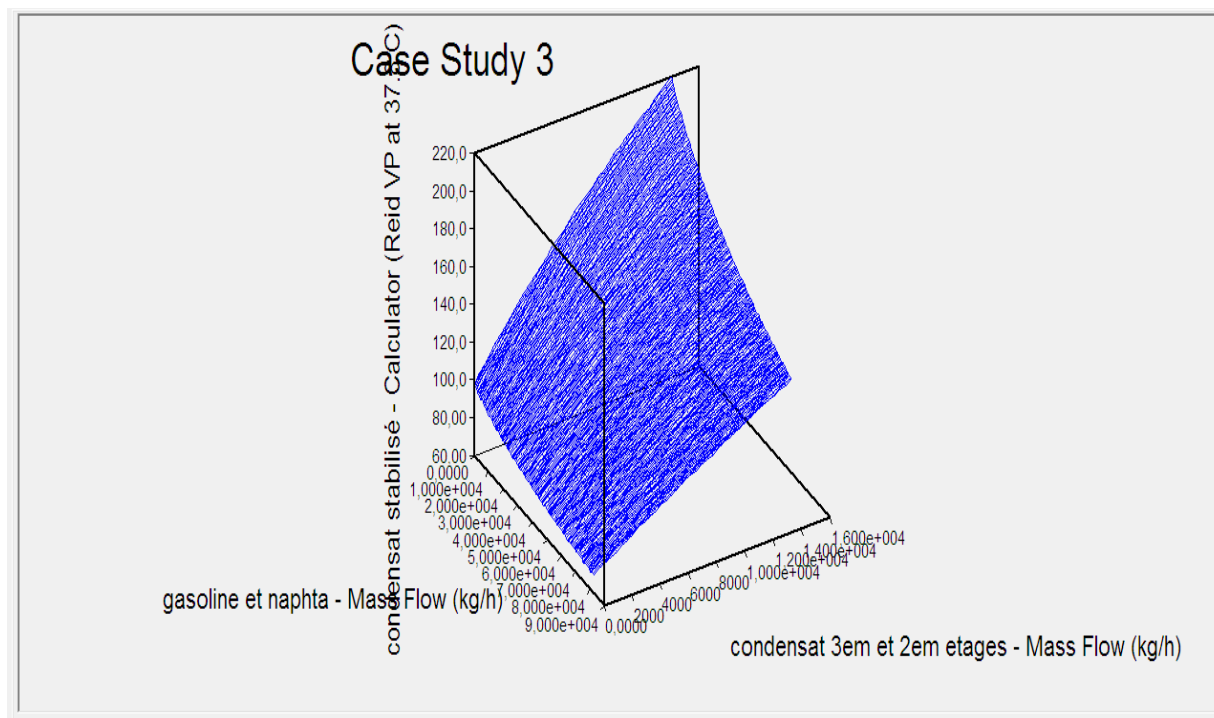


Figure 14 courbe de La TVR du mélange obtenu en fonction du débit massique des condensats non stabilisé (2 eme et 3 eme étage) et en fonction du débit massique du gazoline et naphta produit au RHM2.

Interprétation 3

On remarque que la TVR des condensats stabilisés est inférieure à 0.8 kg/cm^2 lorsque le débit massique du gasoline et naphta est supérieur à 2000 tonne /j et le débit massique des condensats non stabilisés est inférieure à 50tonne/j.

Conclusion

D'après les résultats de simulation et l'interprétation des courbes on constate que :

- La quantité maximale des condensats non stabilisés envoyés vers UVC est représentée une petite quantité par rapport à la totalité d'environ 10%.

- D'une autre part pour la stabilisation de ces 10% de condensats nécessite un débit massique de 2000 tonne /jour du naphta et gazoline.

5.2.2 Simulation du mélange des condensats avec la nouvelle charge du condensat 2^{eme} et 3^{eme} étage et de l'UTBS

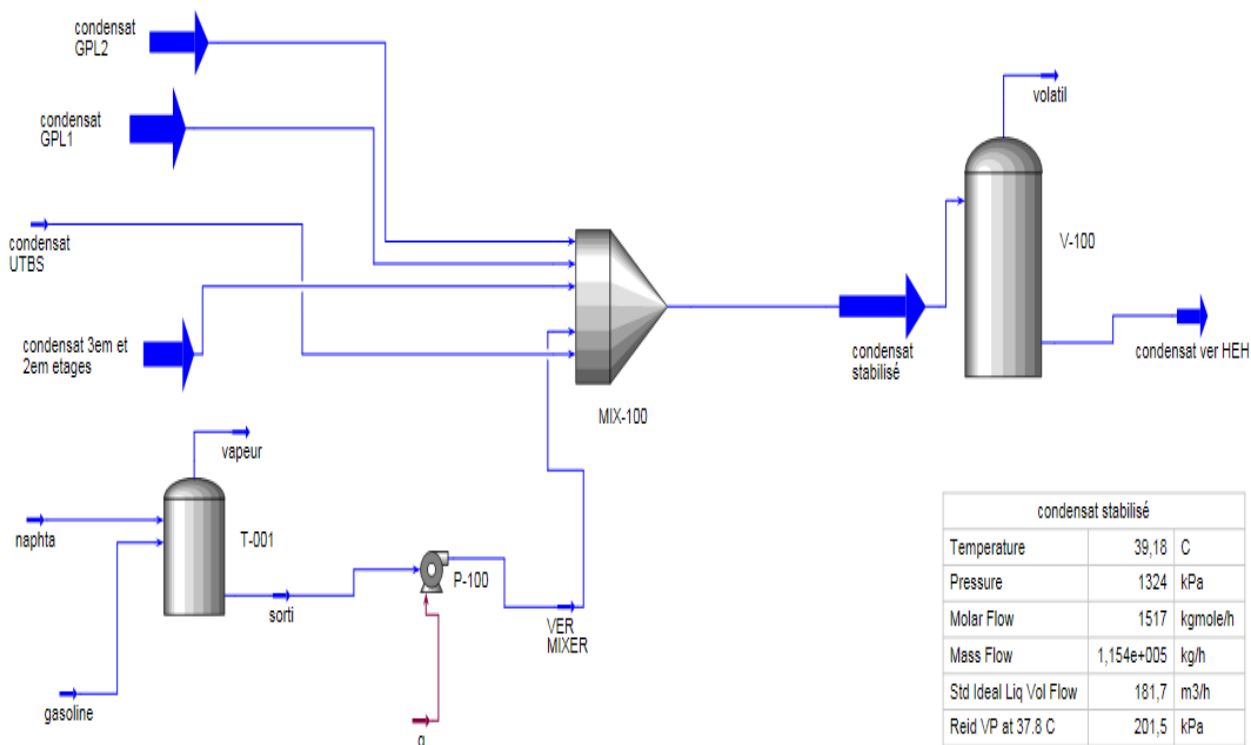


Figure 15 schéma de la simulation du mélange avec la nouvelle charge des condensats non stabilisés de l'UTBS et 2^{eme} et 3^{eme} étage.

5.2.2.1 Caractéristiques du mélange des condensats obtenues par simulation hysys

Tableau 9 Caractéristiques du mélange des condensats obtenus par simulation hysys

		Condensat produit après point de jonction	
Température	°C	40.3	
Pression	bar-g	13.5	
Débit massique	tonne /j	2722	
Débit volumique	m ³ /j	4320	
Densité à15°C	kg/m ³	612	
P.M	kg/kmol	70.44	
TVR	kg /cm ²	201	
Composition %		MOL	MASS
	H2O	1.30	0.33
	N2	0,00	0,0
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,07	0,01
	C2	1.92	0.79
	C3	10.58	6.38
	IC4	3.11	2.47
	NC4	14.75	11.72
	IC5	15.57	15.36
	NC5	23.75	23.42
	NC6	13.58	16.00
	NC7	6.54	8.96
	NC8	5.49	8.58
	NC9	0.59	4.84
NC10	0.41	1.5	
NC11	0.00	0.00	
TOTAL (%)	100%	100%	

Interprétation des résultats obtenus :

On remarque que la TVR des condensats obtenues par simulation hysys est de 277 kg /cm² et supérieur à 0.8 kg /cm²

Donc d'après les résultats obtenues on constate que on ne peut pas envoyés les condensats non stabilises au UVC.

Solutions proposes

Donc notre proposition pour stabilisé les condensats des unités UTBS et 3^{eme} et 2^{eme} étages est :

✚ Les condensats produits à l'UTBS doivent être introduits dans un ballon séparateur vertical triphasique, le liquide condensat est expédie ensuite vers le CIS (GPL1) à l'aide d'une pompe d'expédition, le gaz sortie est recycler vers le ballon d'aspiration 1^{er} étage du compresseur G51-KA-23-01, l'eau est envoyée vers bassin API.

✚ Les condensats des 2^{eme} et 3^{eme} étages doivent être envoyés vers ségard (stockage) GPL1 Pour stabiliser.

5.2.3 Simulation du condensat non stabilisés d'UTBS, 2^{eme} et 3^{eme} étage vers GPL1

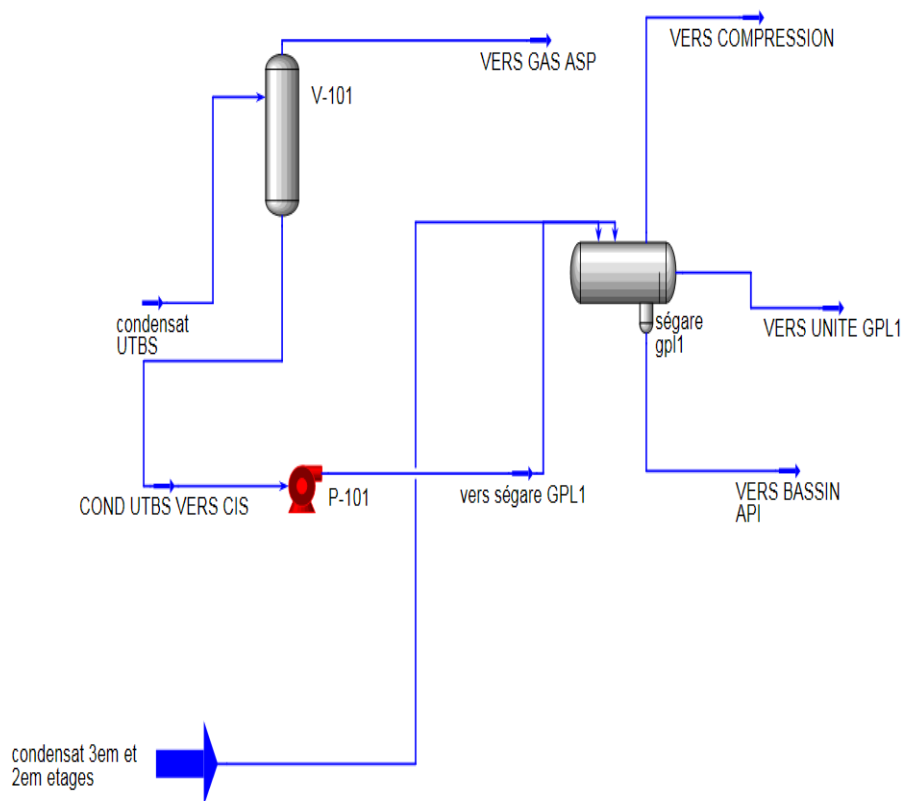


Figure 16 schémas de la simulation du condensat non stabilisés d'UTBS, 3^{eme} et 2^{eme} étage vers GPL1.

5.2.3.1 Caractéristiques de la nouvelle charge de GPL1

La nouvelle charge de GPL1 se compose de :

- Condensats de l'UTBS.
- Condensats des 2^{ème} et 3^{ème} étages de compression.

Tableau 10 Propriétés de la nouvelle charge du GPL1

		Nouvelle charge de GPL1	
Température	°C	36,65	
Pression	bar-g	20,6	
Débit massique	tonne /j	890,4	
Débit volumique	m³/j	1553	
Densité à 15°C	kg/m³	573,3	
P.M	g/mol	56,23	
		% MOL	%MASS
	H2O	3,04	0,97
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,16	0,04
	C2	4,5	2,4
	C3	24,85	19,5
	IC4	7,30	7,55
	NC4	34,30	35,45
	IC5	8,71	11,17
	NC5	13,42	17,22
	NC6	3,71	5,7
	NC7	0,00	0,00
	NC8	0,00	0,00
	Total	100	100

52.3.2 Bilan matière général de la charge des condensats non stabilisé du UTBS et 2^{eme} et 3^{eme} étages de compression envoyé vers unité de GPL1

Les propriétés et les compositions de la charge et des produits sont résumé dans le tableau suivant :

Tableau 11 Propriétés et compositions de la charge et les produits

		LA CHARGE	PRODUIT		
			C5+	GPL	GAZ Résiduel
Température	°C	36,72	35,26	35,02	35
Pression	bar-g	20,6	11,5	16	18,8
Débit masse	tonne /j	885,3	303,3	538,3	35,10
Vol. liquide	m ³ /j	1544	479,4	971,2	84,69
Densité à 15°C	kg/m ³	573,3	632,6	554,3	414,5
Poids moléculaire	kg/kmole	56,29	74,07	52,36	36,59
Débit gaz	STD_m3/j	371760	96840	240720	23364
Débit d'eau purge		8,258 m ³ /j		10816,8	
Composition Massique	H ₂ O	0,94	0,00	0,00	0,14
	N ₂	0,00	0,00	0,00	0,00
	CO ₂	0,00	0,00	0,00	0,00
	C1	0,04	0,00	0,00	1,14
	C2	2,38	0,00	0,3	55,46
	C3	19,47	0,00	30,25	26,9
	IC4	7,55	0,01	12,18	3,71
	NC4	35,51	0,55	57,23	12,65
	IC5	11,18	32,58	0,04	0,00
	NC5	17,23	50,30	0,00	0,00
	NC6	5,7	16,56	0,00	0,00
	NC7	0,00	0,00	0,00	0,00
	NC8	0,00	0,00	0,00	0,00
	Totale	100	100	100	100

Interprétation des résultats obtenus

La nouvelle charge des condensats non stabilisés de l'UTBS et 3^{eme} et 2^{eme} étage étudié permet de produire **303.3 T/j de C5+** et **538.3 T/j de GPL**.

5.2.4 Simulation des condensats stabilisés avec la nouvelle charge de GPL1 et GPL2 envoyés vers UVC.

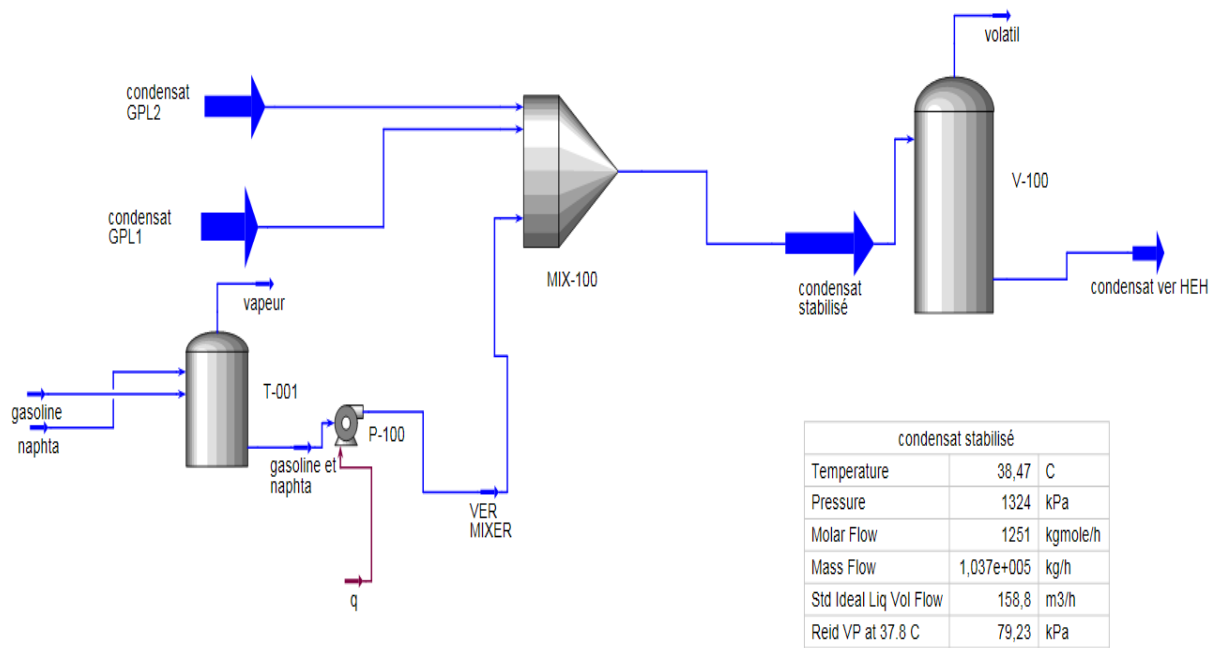


Figure 17 schéma de la simulation des condensats stabilisés avec la nouvelle charge de GPL1 et GPL2 envoyés vers UVC

5.2.4.1. Conditions d'exploitation aux points de jonction

Tableau 12 conditions d'exploitation aux points de jonction

Unité	RHM2		GPL1	GPL2	pipeline
Fluides	Gasoline	Naphta	C5+	C5+	C5+
Pression (kg/cm ²)	13.5	13.5	13.5	13,5	13.5
Température (°C)	55	55	26	26	38.7
Débit maxi (T/j)	515	425	543.3	1040	2523.3
Densité (kg/l)	0,704	0,742	0,657	0,654	0,7194
TVR (kg/ cm ²)	0,54	0,19	0,92	0,95	0.79
Poids moléculaire	89,417	105,37	78,81	78,47	85.1

Les analyses effectuées au niveau de laboratoire d'UVC sont :

- Mesures la densité et TVR avant analyseur (Naphta + Gazoline + condensat) tous les trois heures.
- Mesure de Densité, TVR, et analyse chromatographie chaque fin de remplissage ou changement de bac.
- Mesure de densité de tous les bacs tous les vingt-quatre heures.

Tableau 13 : Spécifications Condensats stabilisés de l'UVC

30-08-2016	Poste									
	07h00									
Heures	08h00	11h00	14h00	17h00	F/R Bac		Heure	Densité		TVR
Bac	A	C	C	C	A		11h00	0.6828		0.630
Densité	0.6818	0.6858	0.6808	0.6847	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉
TVR	0.620	0.580	0.630	0.600	0.04	52.03	17.73	12.82	9.07	8.31
Bac	Av A		A	B		C		Naphta		
Densité	0.6813		0.6839	0.6830		0.6806		0.7194		

Bac: bac en remplissage.

F/R Bac: Fin de remplissage de bac, (Bac en Expédition).

Av A : Avant analyseur.

A, B, C : Les trois bacs (10-T101 A/B/C).

Naphta : bac (10-T-001).

5.2.4.2. Les spécifications ci-dessous seront appliquées produit fini

	Densité (kg/l)	TVR (kg/cm²)
Condensat produit	0,70<densité<0,725	<=0,8

5.2.5. Comparaison entre les résultats des deux charges des condensats stabilisés produits au niveau de L'UVC

Tableau 14 Comparaison de la production des deux charges.

	Charge actuelle	Avec la nouvelle charge
Condensat stabilisés expédiés vers HEH	2220 tonne/jour	2523 tonne /jour

Interprétation des résultats

Avec la nouvelle charge on a obtenu une augmentation de **303 tonne/jour** des condensats stabilisés expédié au niveau de l'UVC qui représente **14%** de la production journalier.

On constate que le mélange obtenu c'est un condensat stabilisé exige aux normes d'expédition

Chapitre 6 : Dimensionnement des équipements

6.1 Dimensionnement d'un ballon séparateur

6.1.1 Choix de type du ballon séparateur

La sélection d'un ballon séparateur pour un procédé est subit a des critères de choix, les condensats sortie du ballon inter étage de système compression de l'UTBS sont de GOR très faible c'est-à-dire que la quantité du gaz contenant dans cette charge n'est pas importante, le ballon qui convient a notre étude est de type vertical.

6.1.2 Principe de calcul

On calcule séparément les dimensions nécessaires pour assurer le débit gazeux et le débit liquide.

A-Pour le débit gazeux

On limite la vitesse du gaz dans le séparateur de façon à ne pas avoir de gouttelettes de liquides entraîné par le gaz.

La condition de non entraînement impose une section minimum pour le passage du gaz, donc le diamètre minimum requis.

B-Pour le débit liquide On doit s'assurer que celui-ci séjourne suffisamment dans le séparateur pour que le

Dégazage s'effectue complètement. On fixe un temps de rétention suffisant (de 1 à plusieurs minutes), ce qui

Permet de déterminer le volume à offrir au liquide, donc finalement un diamètre et une longueur au séparateur.

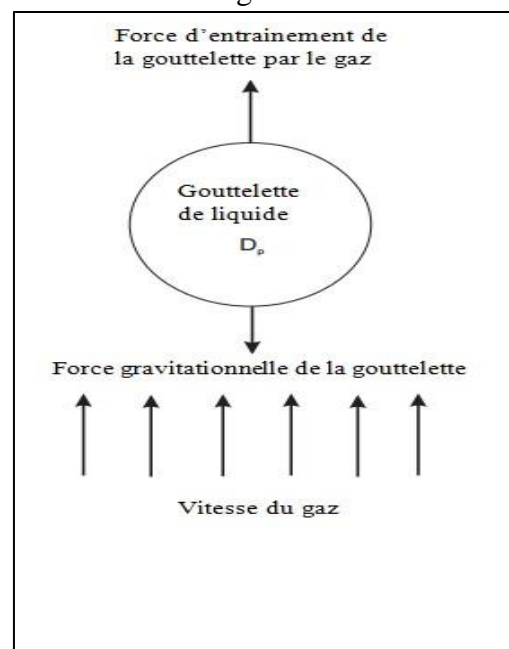


Figure 18 Les forces exercées sur la gouttelette liquide

C. Temps de décantation

C'est le temps nécessaire pour qu'une bulle de gaz traverse la couche liquide (séparation diphasique) ou que les gouttelettes d'huile ou d'eau traversent les couches d'eau et d'huile (mélanges triphasiques). Ceci suppose des interfaces bien marquées, c'est-à-dire, sans moussage et un temps de coalescence nul.

3. Conditions initiale

Tableau 15 Propriétés des flux sortis du ballon séparateur.

		Charge	Gaz	liquide
Débit massique		36560	2548	34010
Débit volumique	m ³ /h	62,53	169,1	60,01
Densité	kg/m ³	584,6	15,06	566,7
Viscosité	cP	--	0,009013	0,1592
Diamètre de la gouttelette	µm	--	--	150
Température	°C	41,9		
Pression	bar-g	6,5		

4. Calcul de la vitesse terminal de gaz (V_t)

Soit :

$$1. \quad V_t = \sqrt{\frac{2 g M_p (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l \rho_g A_p C'}} = \sqrt{\frac{4 g D_p (\rho_l - \rho_g)}{3 \rho_g C'}} \dots\dots\dots (6-1)$$

$$2. \quad Re = \frac{1000 D_p V_t \rho_g}{\mu} \dots\dots\dots (6-2)$$

$$3. \quad C' (Re)^2 = \frac{(1.31) (10^7) \rho_g D_p^3 (\rho_l - \rho_g)}{\mu^2}$$

Avec : **g** : Accélération due au gravité, $9,81 \text{ m/s}^2$

M_p : la masse de la gouttelette, kg

ρ_L : la masse volumique du liquide, kg/m^3

ρ_v : la masse volumique du gaz, kg/m^3

A_p : la section de la gouttelette du liquide, m^2

D_p : le diamètre de la gouttelette, m

C' : Coefficient d'entraînement des particules liquide, sans dimension

Re : nombre de Reynolds d'écoulement du gaz, sans dimension

μ : Viscosité dynamique

De l'éq :

$$C'(Re)^2 = (1,31) (10^7) (15,06) (0,00015)^3 (566,7 - 15,06) / (0,009013)^2 = 4515,8$$

D'après la Figure : $C' = 1,45$

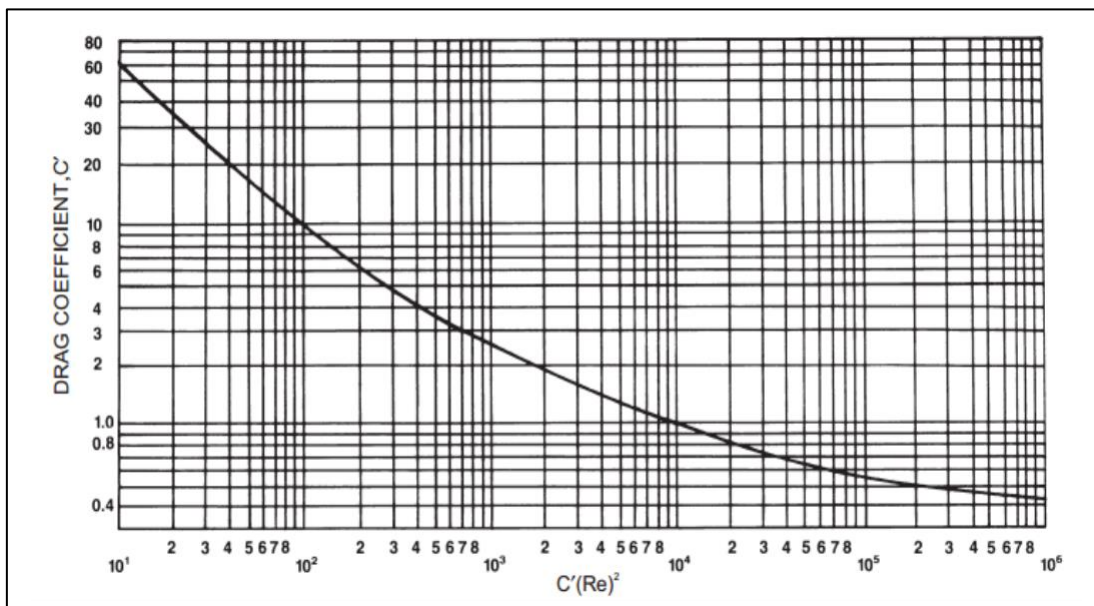


Figure 19 Coefficient d'entraînement d'une particule sphérique.

D'après l'Eq 6-1 :

$$V_t = (4(9,81) (0,00015) (566,7 - 15,06) / 3(15,06) 1,45)^{0,5} = \boxed{0,222 \text{ m/s}}$$

5. Calcul du diamètre minimal de la section du gaz

On a:

$$(D_i)_{\min} = (Q_v \cdot 4 / V_t \cdot 3,14)^{0,5} = (169,1 \cdot 4 / 0,222 \cdot 3,14 \cdot 3600)^{0,5}$$

$$(D_i)_{\min} = \boxed{0,518 \text{ m}}$$

6. Calcul du volume de liquide dans la section cylindrique V_C : en m^3

T_R : temps de rétention du liquide dans le séparateur (min).

On prend $T_R = 3 \text{ min}$

$$V_L = Q_L \times T_R = (60,01 / 60) \times 3$$

$$V_L = \boxed{3 \text{ m}^3}$$

7. Calcul du diamètre intérieur du ballon $D_V(m)$

Si on considère que le volume de liquide occupe **50%** du volume de la section cylindrique V_C , donc V_C est égale a : **6 m^3**

Soit : $L/D = 5$

$$D_V = [V_S / (0,785 \times L/D)]^{0,333} = \boxed{1,152 \text{ m}}$$

8. Calcul de la longueur L de la section cylindrique :

On a :

$$L / D_v = 5 \longrightarrow \boxed{L = 5,758}$$

9. Calcul du volume total V_T du ballon séparateur

$$V_T = 1 / 4 \pi D_v^2 L_T$$

Pour une section elliptique, $b = 0,25 \times D$

10. Calcul de la longueur totale du ballon séparateur L_T :

On a :

$$L = 5,758 \text{ m} , b = 0,287$$

$$L_T = L + 2b \longrightarrow L_T = 6,333 \text{ m}$$

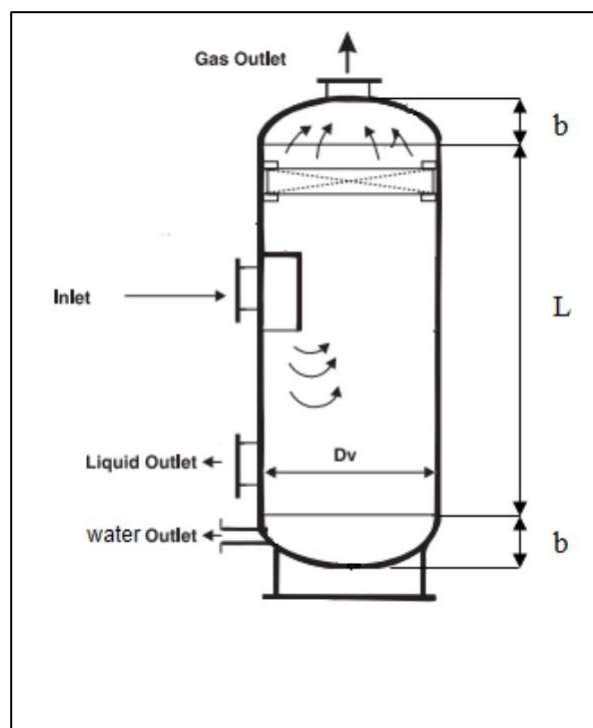


Figure 20 Schéma des dimensions d'un ballon séparateur

Le volume total du ballon séparateur est :

$$V_T = 1 / 4 \pi D_v^2 L_T$$

$$= 6,586 \text{ m}^3$$

11. Comparaison les résultats avec HYSYS

Tableau 16 Comparaison les résultats avec HYSYS.

		Cas calculé	Hysys
Diamètre	(m)	1,151	1,219
Longueur	(m)	6,333	6,706
Volume	(m³)	6,586	7,828

Conclusion 04 :

Nous ajoutons un calcul à l'aide du simulateur HYSYS qui donne un dimensionnement plus proche aux résultats calculés.

6.2 Dimensionnement d'une pompe d'expédition

6.2.1 Champs d'applications des pompes

Les pompes sont des appareils qui génèrent une différence de pression entre les tubulures d'entrée et sortie. suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de pression en aval), soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide, On distingue deux grandes catégories de pompes :

1. TURBO-POMPES

- Pompes centrifuges
- Pompes hélico-centrifuges (semi axiales)
- Pompes axiales

2. POMPES VOLUMETRIQUES

- Rotatives
- Alternatives

Les conditions d'aspiration et de décharge, ainsi que le schéma de domaines d'utilisation des pompes (Figure VI.4) montre que la pompe choisie à dimensionnée est la pompe de type : TURBO-POMPES.

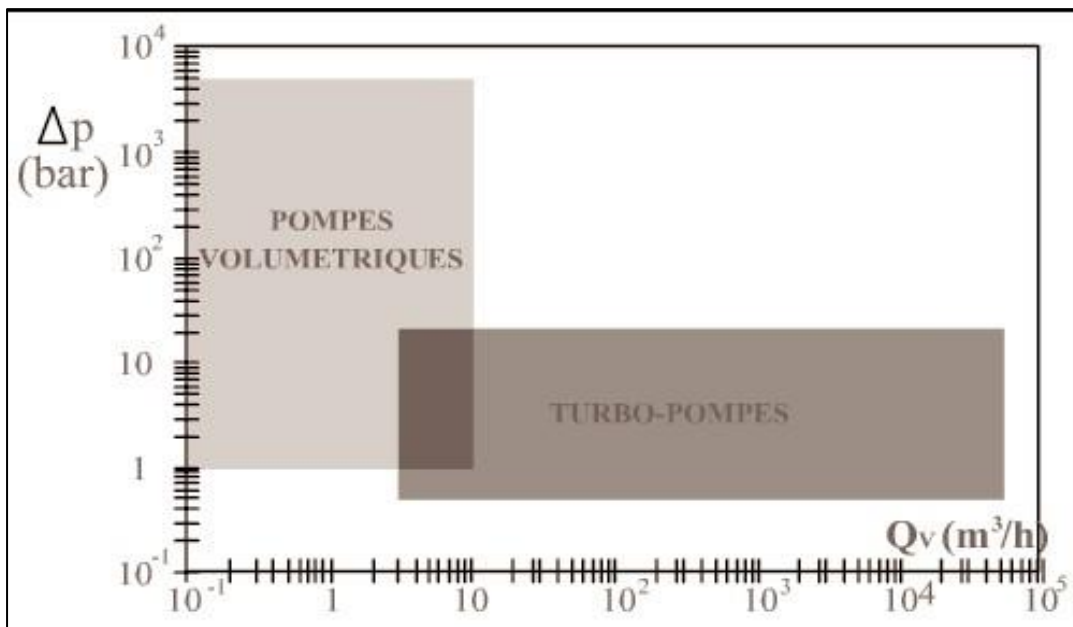


Figure 21 Champs d'application des pompe

V.2.2 Procédures de calculs

A. Calcul de la pression à la bride d'aspiration P_A

$$P_A = P_1 + \rho_L g H1 - \Delta P$$

P_1 : Pression dans le ballon, bar_g

ρ_L : la masse volumique du liquide, kg/m³

$H1$: Niveau de liquide au-dessus du sol, m

ΔP : perte de charge coté aspiration bar

B. Condition de décharge

$$P_{dch} = P_t + \Delta P_{dch}$$

P_t : pression terminal, en bar_g

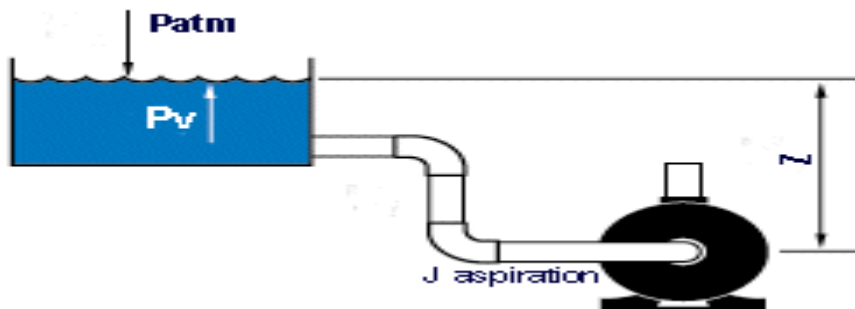
ΔP_{dch} : Pert de charge cotée décharge, en bar

C. Hauteur manométrique totale (HMT)

Si on considère que P_A est la pression lue (en bar absolu) à l'aspiration de la pompe et P_R celle au refoulement, la **HMT** exprimée en m de la pompe est de manière simplifiée définie par :

$$HMT = (P_R - P_A) / \rho g$$

D. Calcul de NPSH disponible



$$Z = NPSH_d = (P_A - T_v) / \rho g$$

P_A : Pression à la bride d'aspiration de la pompe, en bar.

T_v : tension de vapeur du liquide à la température opératoire, en bar.

ρ : la masse volumique du liquide en kg/m^3 .

g : 9,81 en (m/s^2)

E. Calcul de la Puissance Hydraulique P_h : en kW

$$P_a = F \times \Delta P / 36$$

F : Débit en m^3/h

ΔP : Pression Différentielle en ba

F. Prise en compte du rendement

Le rendement η d'une pompe est le rapport entre la puissance absorbée par la pompe P_a (celle fournie par le moteur qui l'entraîne) et l'énergie effectivement transmise par la pompe au liquide, puissance hydraulique P_h (En effet il va y avoir des pertes dans la pompe par frottements/turbulences/fuites internes).

Le rendement est égal au rapport de ces deux puissances : $\eta = P_h / P_a$

En doit estimer le rendement pour calculer la puissance absorbé par la pompe.

3 .Schéma de l'installation :

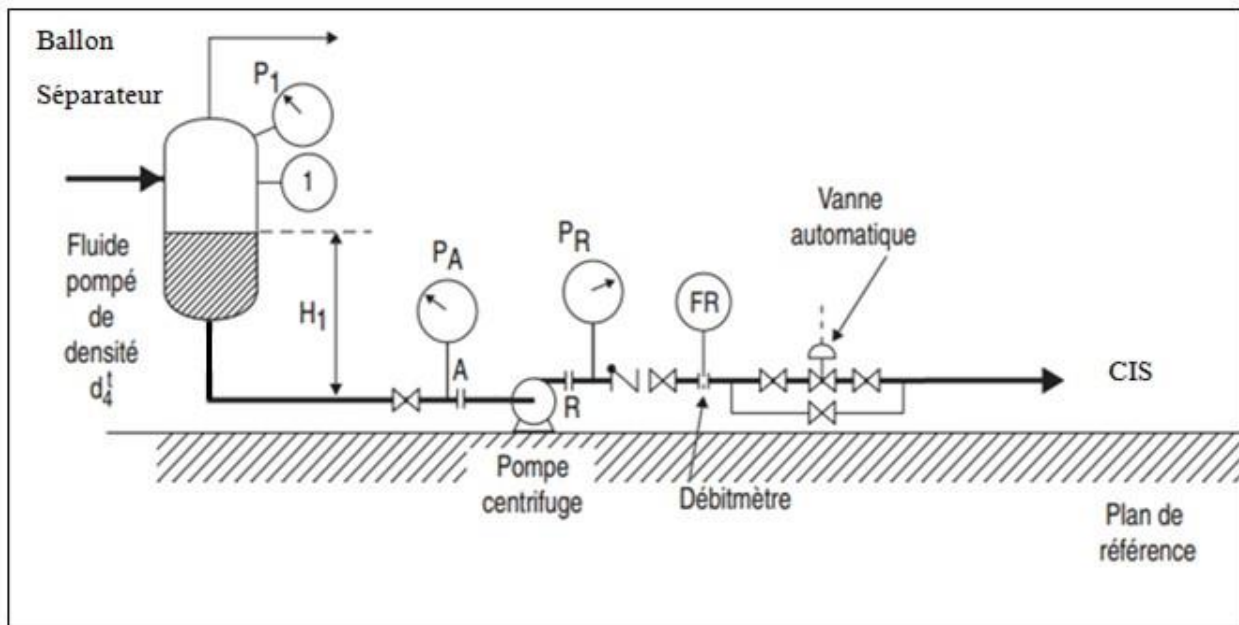


Figure 22 Schéma de l'installation.

P_1 : Pression dans le ballon séparateur, bar

P_t : Pression terminal, bar

H : Niveau de liquide par rapport au sol, m

LRCV : Vanne régulatrice du niveau de liquide dans le ballon.

4. Application du calcul

Tableau 17 Le calcul de la pompe.

Liquide à pompe	Condensat	
Débit massique	kg/h	34010
Débit volumique	m ³ /h	60,01
La masse volumique	kg /m ³	566,7
La viscosité	Cp	0,1592
Température opératoire	°c	41,9
Condition d'aspiration		
Pression dans le ballon p _s	bar-g	6,5
Charge hydraulique	Bar	0,064
Perte de charge (Δp)	Bar	0
Pression totale d'aspiration P _a	bar-g	6,564
Condition de décharge		
Pression terminale	bar-g	20,6
Pert de charge	Bara	1,5
Pression totale de décharge	bar-g	22,1
Pression diff.	Bar	15,536
Hauteur diff.	M	279,45
NPSH_d		
Pression d'asp. Total	Bara	7,577
Tension de vapeur Tv	Bara	6,4
NPSH _D	M	21,95
Débit volume Q _v	m ³ /h	60,01
Pression diff. (Δp)	Bar	15,536
Puissance hydraulique	Kw	25,89
Efficacité η	%	75
Puissance absorbé P _{abs}	kW	34,53

5. le choix de la pompe :

La sélection du type de pompe peut se faire à partir de la figure V.6 qui donne les domaines de travail des divers types à partir des coordonnées caractéristiques : débit-hauteur totale de refoulement.

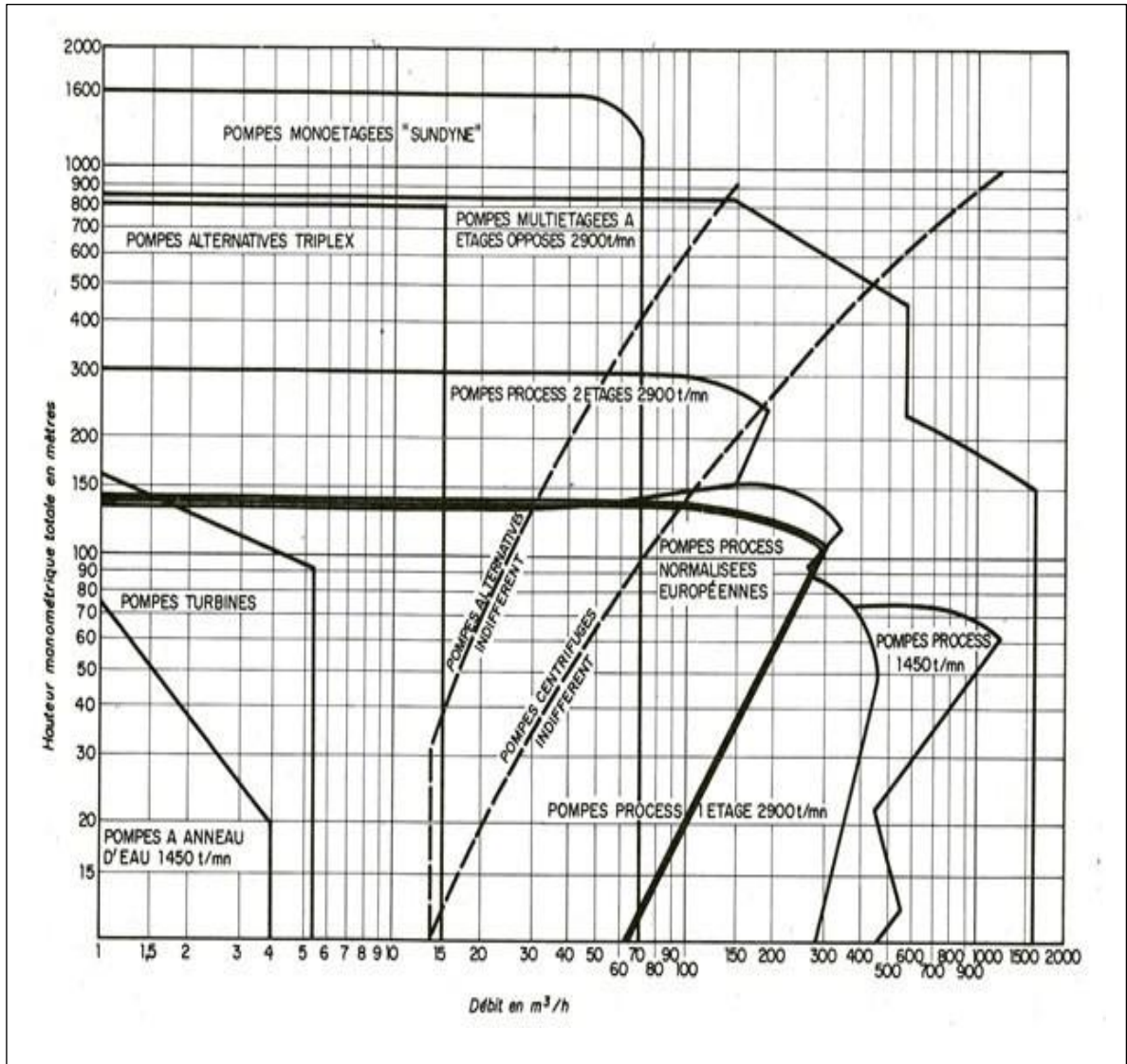


Figure 23 Diagramme de sélection des pompes.

Pour un débit de 60 ,01 m³/h et une hauteur manométrique totale de 289,73 m, la pompe qu'on peut choisi est de type :

POMPE PROCESS a deux ETAGES avec une vitesse de rotation 2900 t /mn

Chapitre 7 : Etude de l'effet du condensat sur la production de l'UTBS avec et sans recyclage

L'UTBS, l'unité de traitement du brut sud qui a été mis en marche en aout 2010 pour assurer le bon traitement du brut sud et satisfaire la demande du marché.

L'UTBS reçoit le brut provenant de six champs satellites du sud de HASSI MESSAOUD et aussi une nouvelle ligne ressemment posé prévenant du CIS qui sont collecté dans le manifold, puis l'huile subie divers traitement pour répondre au norme exigée, en suite l'expédier vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra.

7.1 Les unités de l'UTBS

- ✚ Un réseau de collecte de brut (6 pipelines) pour acheminer l'huile non stabilisée des satellites existants vers la nouvelle installation (manifold de production)
- ✚ Trois unités de traitement de brut afin de dessaler et stabiliser le brut provenant de ces satellites
- ✚ Une unité de compression comportant 4 trains ;
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

7.2 Description des unités de traitement d'huile

Le brut non stabilisé provenant des satellites ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant car elle peut dégazer. Il y a plusieurs étapes qui 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 de stabilisation, des réchauffeurs d'huile et des réfrigérants d'huile stabilisée.

Chaque unité de traitement d'huile comprend :

- ✚ Séparateur triphasique (PX0-VA-20-01)
- ✚ Séparateur diphasique (PX0-VA-20-02)
- ✚ Réchauffeur d'huile (2 calandres PX0-GA-20-01 A/B)
- ✚ Package de dessalage (PX0-UZ-21-01) comprenant :
 - Premier étage de dessalage (PX0-VW-21-01)
 - Deuxième étage de dessalage (PX0-VW-21-02)
 - Pompes de recyclage d'eau premier étage (PX0-PA-21-02 A/B)
 - Pompes de recyclage d'eau deuxième étage (PX0-PA-21-03 A/B)
 - Colonne de stabilisation (PX0-CB-21-01)
 - Pompes de recirculation du rebouilleur (PX0-PA-21-01 A/B/C)
 - Rebouilleur (PX0-FA-21-01)
 - Réfrigérants d'huile stabilisée

7.3 Description de la compression des gaz associés

Le gaz associé appelé « gaz de flash », provenant des séparateurs triphasiques, diphasiques et des colonnes de stabilisation des 3 unités de traitement d'huile est envoyé dans le collecteur commun de gaz de flash opérant à 4.4 bar.

Une partie du gaz de flash est utilisé au sein de l'UTBS comme gaz combustible. L'excès de gaz est comprimé par le système de compression et envoyé vers l'unité CIS.

Le système de compression de gaz de flash se compose de quatre trains de compression identiques (trois trains en opération un train en attente). Chaque train comporte un ballon de gaz de flash basse pression, 2 étages de compression installés dans un corps commun et entraîné par un même arbre et avec en sortie de chaque étage un aéro-réfrigérant pour refroidir le gaz, puis un ballon pour séparer le liquide qui s'y est condensé.

Le liquide dû à la condensation du gaz dans le réfrigérant inter-étage et au recycle de condensats du ballon de décharge est collecté dans le ballon inter-étage G51-VD-23-02 et il est recyclé vers les unités de traitement d'huile (séparateurs triphasique) via un collecteur de condensats commun aux quatre trains de compression.

Le liquide provenant de la condensation du gaz dans le réfrigérant de décharge est collecté dans le ballon de décharge G51-VD-23-03. Il est ensuite flashé vers l'entrée du ballon inter-étage. Le gaz est expédié vers CIS.

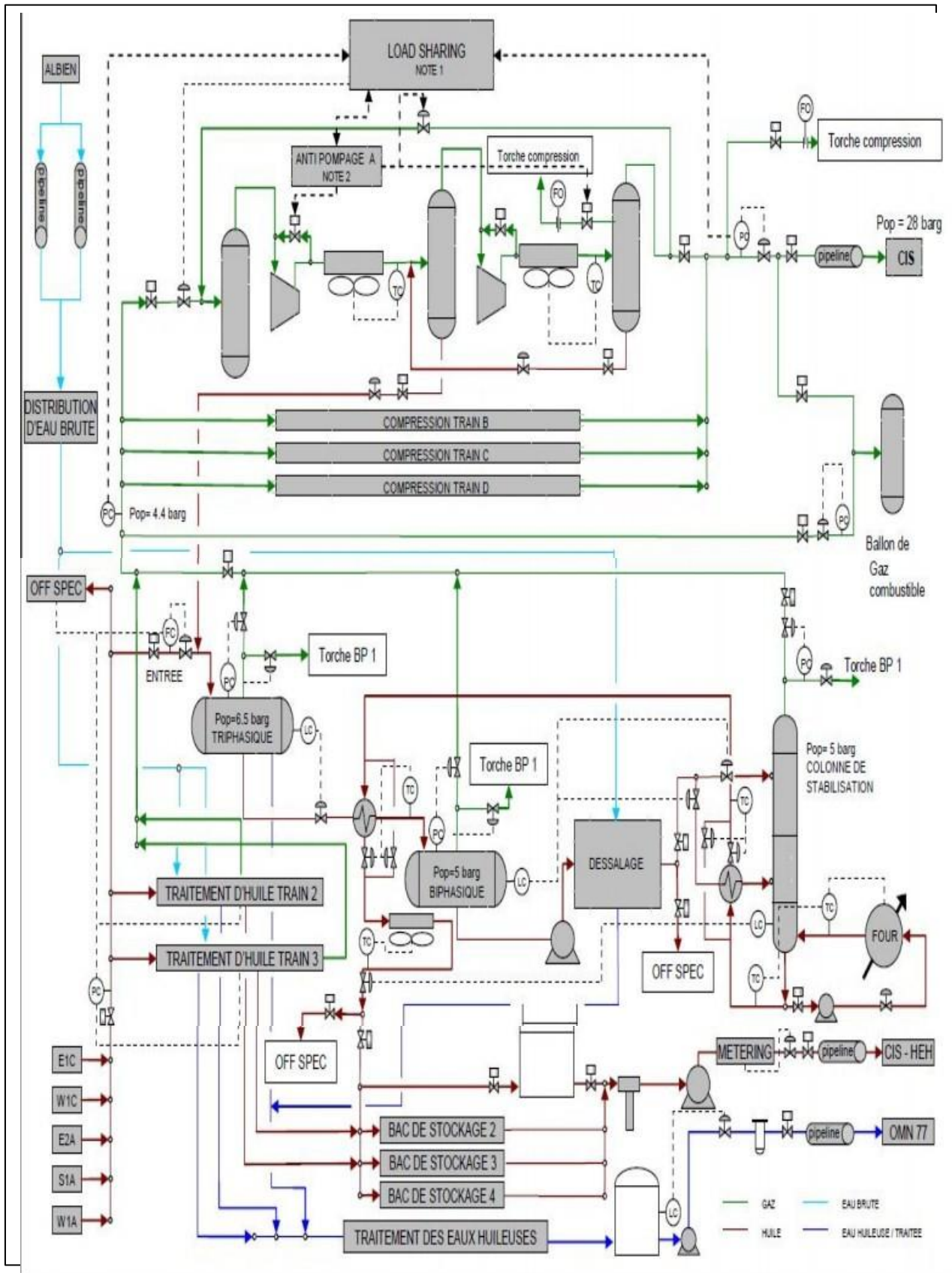


Figure 24 Schéma générale des installations de l'UTBS

7.4 Etude l'effet du condensat sur l'installation et le brut de l'UTBS

Un train de traitement de brut reçoit une charge composée de :

- Huile provenant du manifold via les champs satellites.
- Huile provenant du ballon hors-spec.
- Condensat recyclé dans la charge provenant du ballon inter-étage (lors de la compression du gaz flash).

Afin d'analyser l'influence du condensat sur les installations et sur la production du brut stabilisé et du gaz de l'expédition de l'UTBS sans recyclage, nous procédons à faire une simulation d'un train de traitement de brut avec un train de compression, c'est à dire on va créer un modèle plus proche aux procédés réels de l'UTBS à l'aide du simulateur HYSYS, puis on injectant les propriétés du brut non stabilisé à l'entrée du ballon triphasique tel que la composition et le débit, ainsi que les paramètres opératoire de déroulement des procédés de traitements et de compressions. La simulation est réaliser avec et sans recyclage du condensat dans le brut non stabilisé. On distingue deux cas :

1. **Procédés avec recyclage** : Charge contient l'huile non stabilisé et les condensats recyclés.
2. **Procédés sans recyclage** : Charge contient uniquement l'huile non stabilisé.

Une étude comparative entre les deux cas qui est basée sur les points suivant :

A. Caractéristiques de brut stabilisé :

- Les Débits (volume et masse) ;
- La Composition molaire ;
- La Distillation TBP (TRue Boiling Point);
- La densité en fonction du volume distillé ;
- Le poids moléculaire en fonction du volume distillé ;
- Propriétés physico-chimiques.

- B. Les propriétés du gaz d'expédition vers CIS (gaz de compression).
- C. Les énergies consommées aux niveaux du rebouilleur et du compresseur.
- D. Bilan matière compte tenu des débits des charges et des produits.

7.4.1 Caractéristiques du brut non stabilisé de l'UTBS

Tableau 18 Propriétés et compositions du brut non stabilisé

		Brut non stabilisé
Température	°C	50
Pression	bar-g	13
Débit volumique	m ³ /j	10800
Composition %	N2	0,17
	CO2	0,28
	C1	1,87
	C2	4,37
	C3	6,56
	IC4	1,46
	NC4	4,37
	IC5	2,6
	NC5	8,85
	NC6	7,19
	NC7	8,12
	NC8	5,83
	NC9	6,04
	NC10	5,62
	NC11	4,37
NC12	15,62	
H2O	16,66	
Total	100	

7.4.2 Résultats de la simulation

Les résultats obtenus sont étudiés pour une charge d'un seul train de traitement avec un train de compression, dont on fait une comparaison entre le cas où la charge est un brut non stabilisé avec le cas où la charge est un brut non stabilisé plus les condensats récupérés lors de la compression.

7.4.2.1 Caractéristiques du brut stabilisé

7.4.2.1.1 Propriétés et composition du brut stabilisé

Tableau 19 Propriétés et compositions du brut stabilisé.

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Température	°C	40	40
Pression	bar-g	3,7	3,7
Débit massique	tonne /j	6558	6742
Débit volumique	m ³ /j	9243	9537
Densité à 15°C	kg/m ³	0,7095	0,7069
P.M	g/mol	119,9	117,7
TVR	psia	7	8
Composition Molaire	H2O	0,00	0,00
	N2	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00
	C1	0,00	0,00
	C2	0,00	0,00
	C3	0,37	1,1
	IC4	0,46	1,22
	NC4	1,74	4,61
	IC5	02	3,65
	NC5	7,04	12,61
	NC6	7,45	10,43
	NC7	10,11	11,82
	NC8	8,39	8,49
	NC9	9,8	8,79
	NC10	10,15	8,18
NC11	8,68	6,36	
NC12	33,8	22,73	
	Total	100	100

Interprétation 01:

- ✚ On constat qu'il y a une rectification dans la composition du brut stabilisé dans le procédé sans recyclage avec une TVR spécifique, c'est à dire qu'on peut ajuster sur la TVR dans le procédé sans recyclage sans qu'il y a une grande perte dans la partie légère du brut stabilisé.
- ✚ Il y a une légère différence de production du brut stabilisé entre les deux cas.

7.4.2.1.2 La distillation TBP du brut stabilisé

La distillation TBP du brut stabilisé avec les deux procédés est représenté par le graphe suivant

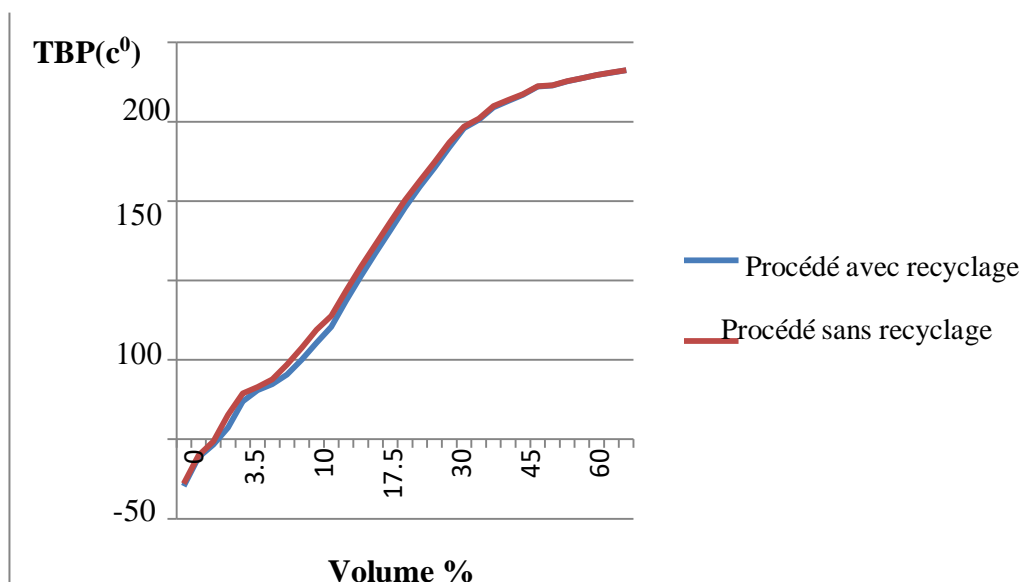


Figure 25 Courbe de distillation TBP dans les deux procédés.

Interprétation 02:

- ✚ Le volume compris entre 1 et 3,5% représente des fractions légères telles que les gaz dissous dans le brut, ayant des températures d'ébullitions très basses (Point initiale inférieure à 0°C).
- ✚ le volume compris entre 3,5 et 100 % représente les fractions pétrolières moyennes, correspond aux températures d'ébullitions varie jusqu' à 250°C (Point finale 230°C).
- ✚ On constat que les deux courbes TBP sont identiques, ce qui montre qu'il n y a aucune variation dans la composition des coupes pétrolières contenu dans le brut stabilisé entre

les deux procédés ; donc le procédé sans recyclage n'influe pas sur la composition des coupes du brut stabilisé.

7.4.2.1.3. La densité instantanée du brut stabilisé

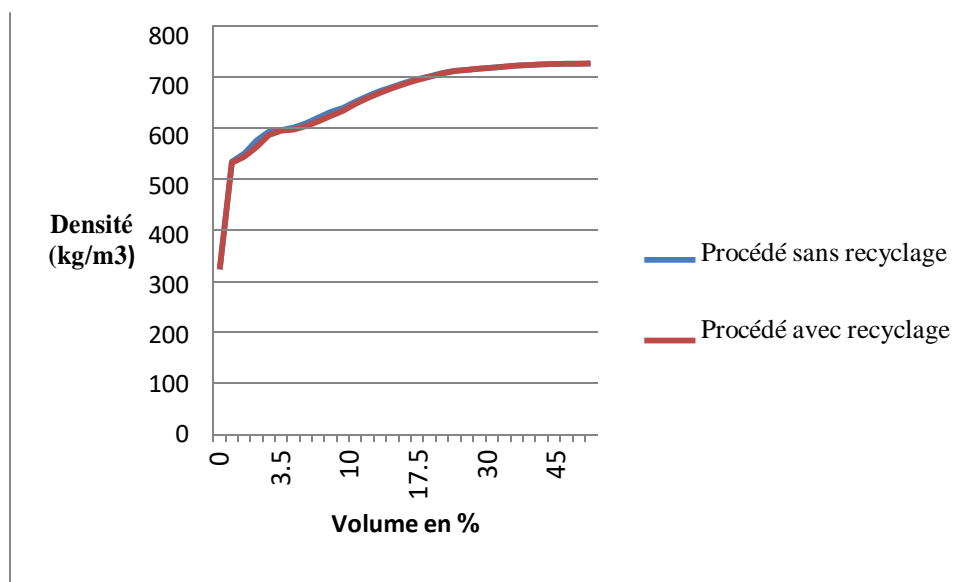


Figure 26 Courbe de densité instantanée du brut stabilisé.

7.4.2.1.4 Le poids moléculaire instantané du brut stabilisé

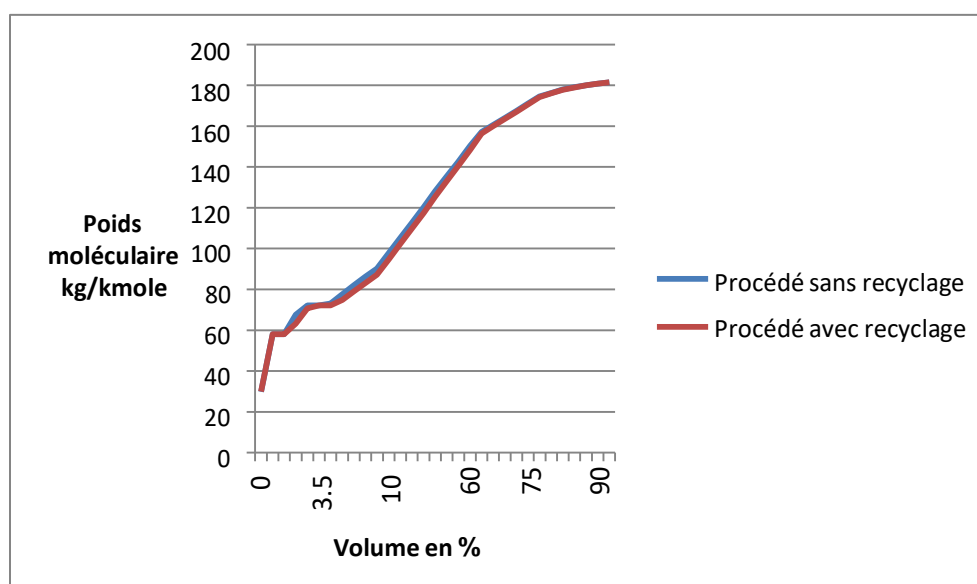


Figure 27 Courbe de poids moléculaire instantané du brut stabilisé.

Interprétation 03:

Les courbes représentent la densité instantanée du brut stabilisé, c'est –à-dire qu'à chaque point de l'échelle des volumes correspond une valeur de densité instantanée de la goutte de distillat. On constate que la courbe d'évolution de la densité instantanée du brut stabilisé avec le volume distillé est identique dans les deux procédés,

D'autre part, la courbe de densité est la dérivée de la courbe du poids moléculaire, ce qui permet de dire que le poids moléculaire instantané devient identique dans les deux procédés, et enfin le procédé sans recyclage n'a pas d'influence sur les propriétés instantanées du brut stabilisé.

7.4.2.1.5 Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé

Tableau 20 : Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé.

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Nombre d'octane		35,8697	37,358
Indice de cétane		73,9	73,4425
Indice de refraction		1,4	1,399
La viscosité à 37 ,8°C (cP)		0,53463	0,51771
La viscosité à 98,9 °C (cP)		0,29117	0,28319
P.N.A	Paraffine (Mole%)	74,5976	75,0685
	Naphtène (Mole%)	18,3763	18,3295
	Aromatique (Mole%)	6,0261	6,6020

Interprétation 04:

Les propriétés physico-chimiques du brut stabilisé sont plus proches dans les deux procédés, donc le procédé sans recyclage n'influe pas sur la structure chimique du brut stabilisé et ces caractéristiques.

7.4.2.2 Propriétés du gaz flash expédié vers CIS

Tableau 21 Propriétés du gaz flash expédié vers CIS

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Température	°C	70	70
Pression	bar-g	31,5	31,5
Débit masse	tonne /j	393,1	468
Débit volume	STD_ m ³ /j	246300	288300
Densité à 15°C	kg/m ³	60,97	63,6
P.M	kg/kmol	37,73	38,28
Composition Molaire (%)	H2O	0,17	0,16
	N2	0,98	0,83
	CO2	2,49	2,19
	C1	6,21	5,35
	C2	25,18	23,36
	C3	41,57	45,43
	IC4	5,8	6,37
	NC4	11,78	12,4
	IC5	1,67	1,2
	NC5	3,64	2,42
	NC6	0,44	0,24
	NC7*	0,07	0,03
	NC8*	0,00	0,00
	NC9*	0,00	0,00
Total	100	100	

Interprétation 05:

- ✚ On constat que la composition du gaz d'expédition est riche en C3 et C4 dans les deux procédés. Le poids moléculaire est en général reste stable dans les deux procédés.
- ✚ Le choix du procédé sans recyclage permet d'avoir une légère diminution dans la quantité du gaz a expédié vers CIS.

7.4.2.3 Comparaison les énergies de rebouillage et du compresseur

Tableau 22 Comparaison de la consommation d'énergie entre les deux procédés.

	Procédé Sans Recyclage	Procédé Avec Recyclage	La Différence
QR Mkcal/j (Rebouilleur)	214,94	231,81	16,87
QC Mkcal/j (Compresseur)	20,82	25,5	4,6752

Interprétation 06:

La différence entre les énergies dans les deux cas montre qu'il y a une consommation supplémentaire d'énergie au niveau du rebouilleur et du compresseur due au recyclage des condensats dans les installations de l'UTBS, on peut éliminer ce pertes d'énergie par l'application du procédé sans recyclage.

7.4.2.4 Bilan matière contenant la charge et les produits

$Q_{H.N.S}$: Débit d'Huile non stabilisé (la charge d'un train de traitement) (m³/j)

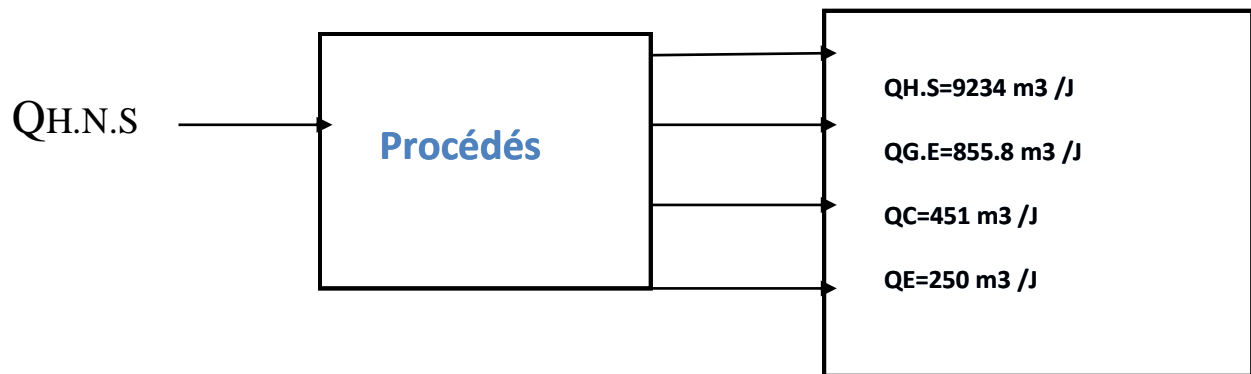
$Q_{H.S}$: Débit d'Huile stabilisé (m³/j)

$Q_{G.E}$: Débit du Gaz de compression (d'expédition vers CIS) (m³/j)

Q_C : Débit des Condensats récupérés (m³/j)

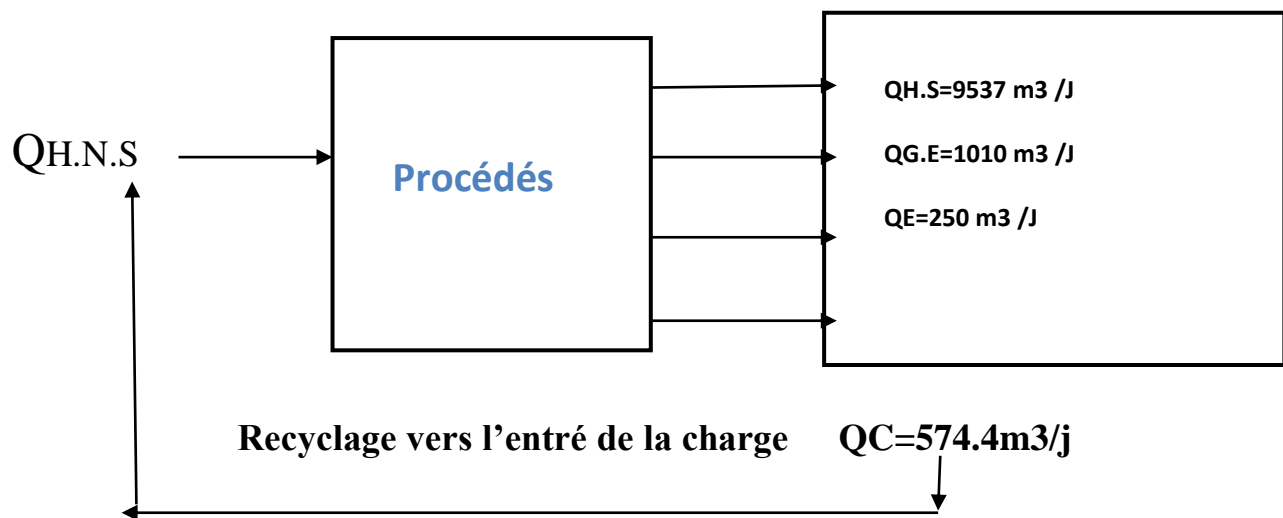
Q_E : Débit d'Eau huileuse purgé (m³/j).

1. Procédés sans recyclage



$$QH.N.S = QH.S + QG.E + QC + QE \rightarrow 10800 = 9234 + 855.8 + 451 + 251$$

2. Procédés avec recyclage



$$QH.N.S = QH.S + QG.E + QE \rightarrow 10800 = 9537 + 1010 + 250$$

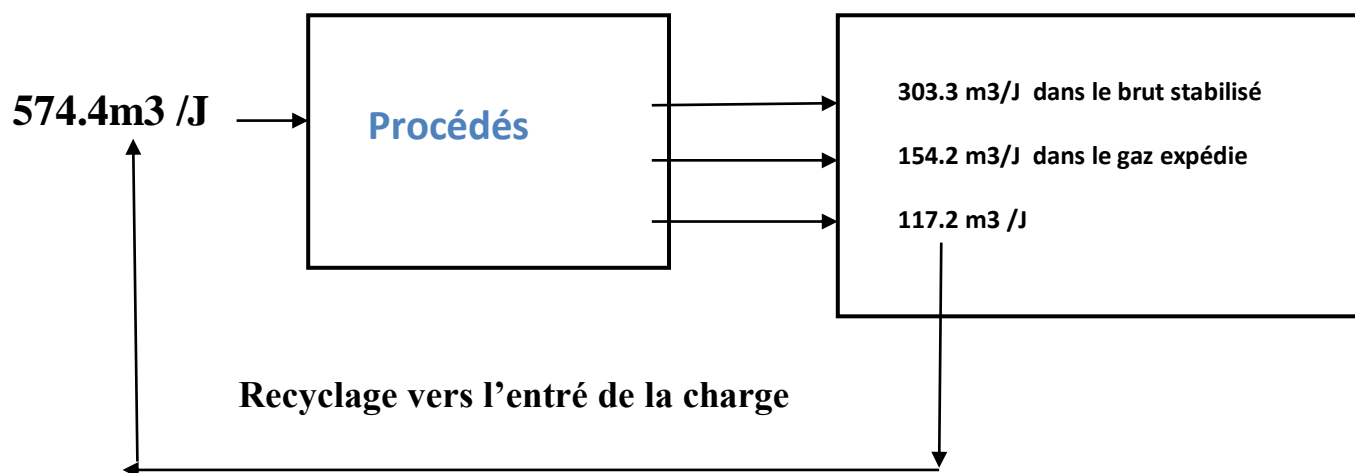
Interprétation :

✓ On constate que la quantité d'huile stabilisée a augmenté dans le procédé avec recyclage à **9537 m³/j** par rapport à **9234 m³/j** dans le procédé sans recyclage, cette différence est justifiée par une perte d'environ de **303 m³/j** de condensat dans l'huile stabilisée, cette valeur est calculée pour un seul train de traitement.

✓ D'autre part, le débit du gaz expédié vers CIS a été augmenté dans le procédé avec recyclage à **1 010 m³/j** par rapport au **855,8 m³/j** dans le procédé sans recyclage, il y a une différence de **154,2 m³/j (42 000 STD_m³/j)** de gaz de flash riche en propane et butane.

✓ La quantité du condensat recyclé dans l'huile non stabilisé est l'environ de **574,4 m³/j**, si on élimine la valeur **303 m³/j** du condensat expédié dans l'huile stabilisé, ainsi que le gain de gaz de flash qui est d'un débit de **154,2 m³/j**, on trouve qu'il y a d'environ **117,2 m³/j** de condensats circule dans une circuit fermé (chauffage-stabilisateur-compression-condensation- recyclage).

3. Bilan des condensats de l'UTBS



✓ Dans le procédé sans recyclage on récupère une quantité de **451,8 m³/j** de condensat pour un seul train de traitement, pour 03 trains le débit devient **1355,4 m³/j**.

✓ La récupération du condensat dans le ballon inter étage varie avec deux paramètres essentiels qui sont:

- La température au fond du stabilisateur est qui est lié à la TVR du brut stabilisé.
- La température à la sortie d'aéro-réfrigérant du 1^{er} étage de compression qui est lié au poids moléculaire du gaz expédié vers CIS.

Actuellement la production moyenne du condensat de l'UTBS peut atteindre à **1 300 m³/j**.

Etude Techno économique

Dans le cadre du projet, l'étude technico-économique a pour but d'estimer le coût d'investissement et le temps d'amortissement.

Le coût d'investissement est le montant des dépenses que le complexe consacre à la réalisation d'un projet d'investissement, qui est l'installation du ballon accumulateur, deux pompes d'expédition, les tuyauteries et les accessoires nécessaire à la réalisation de ce projet.

Le temps d'amortissement est le temps nécessaire pour récupérer les dépenses effectuées. Il dépend du gain de production et du coût global d'investissement.

Le calcul du Temps d'amortissement est faits celons la relation suivante :

$$\text{Temps d'amortissement} = \frac{\text{Coût global de l'investissement}}{\text{Prix du manque à gagner}}$$

Le tableau ci-dessous illustre les résultats du prix à gagner en GPL et C5+ :

Tableau 22 Résultats du prix à gagner en GPL et C5+

	Débit t/j	Prix unitaire (DA)	Prix totale (da)
GPL	538	35845	19284610
C5+	303	14980	4538940
Gain totale	----	----	23823550

Le tableau ci-dessous illustre les résultats du coût d'investissement du projet :

Tableau 23 Résultats du coût d'investissement du projet.

Materiels	Coût (DA)
Ballon et montage	92720 000,00
2 pompes et montage	43784400 ,00
Tuyauteries et accessoires	280725360,00
coût d'investissement total	417229760 ,00

Détermination du temps d'amortissement (t_a)

$$t_a = \frac{\text{Coût global de l'investissement}}{\text{Prix à gagner en GPL et C5+} - \text{Prix perdre en brut}}$$

$$t_a = 13 \text{ jours}$$

La récupération du cout d'investissement se fait pendant 13jours de production, cela permet de dire que le projet est rentable.

Conclusion

L'unité de GPL1 permet de valorisé et stabilisé les condensats de l'UTBS, ayant des spécifications commerciales bien définis. En effet, la production en C5+ est de **303 T/j**, et en GPL est de **538 T/j**. De plus, l'étude économique révèle un temps d'amortissement de 13jours, ce qui permet de dire que le projet est **rentable**.

Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons effectué une étude sur la qualité et le traitement et la valorisation des condensats non stabilisés de l'UTBS et du 2^{ème} et 3^{ème} étage de compression avec une proposition de réaliser une modification, dont l'objectif est d'acheminer ces condensats non stabilisés vers l'unité de GPL1 pour stabiliser, toute ont suivants l'évolution des deux unités en matière qualité et quantité pour envoyer vers l'UVC.

D'après les résultats trouvés, on pu montrer la possibilité d'expédier ces condensats non stabilisés vers GPL1 d'expédition pour des raisons suivantes :

- ✚ Une légère diminution de la production de brut stabilisé d'environ 3% au niveau de l'UTBS et par conséquence une meilleur production de **C5+** et de **GPL**.
- ✚ Une légère diminution de La quantité du gaz d'expédition vers le CIS, qui sera compensé par la production du gaz C1C2 (qui est riche en C3C4) issus de GPL1 dès qu'elle sera mise en marche.
- ✚ Une quantité d'énergie due aux condensats recyclé dans le brut non stabilisé sera économiser (Energie thermique au niveau du rebouilleur traduit par la consommation du fuel gaz, au niveau des compresseurs entraîné par les moteurs électriques).
- ✚ Valorisation réelle des condensats produits de l'UTBS et 3^{ème} et 2^{ème} étage.
- ✚ Production importante en **C5+** stabilisée ayant les caractéristiques de stockage et de l'expédition.
- ✚ Une augmentation de **14%** de la production de l'UVC
- ✚ Production importante en **GPL** ayant les spécifications de la commercialisation.
- ✚ Production de gaz résiduel riche en **C3** et **C4** pour alimenter les unités GPL1 et GPL2.

Bibliographie

- [1] Documents interne du service traitement sud, Complexe industriel sud (CIS), Hassi Messaoud.
- [2] Manuel Opératoire de l'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS).
- [3] Document JGC, Schéma de procédé de l'UFC(PFD),2005.
- [4] Support de Formation TOTALE, Equipements, Les Séparateurs, Les Pompes,France, Révision 2007.
- [5] Pierre TRAMBOUZE, Le Raffinage du Pétrole : Matériel & équipements, Tome 4, Edition Technip, Paris, 1999.
- [6] Pierre WUITHIER, le pétrole Raffinage et Génie chimique, TOME 1ET 2, deuxième édition, Edition Technip, Paris, 1972.
- [7] Document IFP formation industrie 2006.

TABLEAU V.9.1
SEGMENTS CIRCULAIRES

θ	h/R	C/R	h/C	S/R ²	θ	h/R	C/R	h/C	S/R ²
1	0.000038	0.017453	0.002177	0.0000005	41	0.063328	0.700415	0.090415	0.0297629
2	.000151	.034905	.004326	.0000035	42	.066420	.716736	.092670	.0319538
3	.000343	.052354	.006552	.0000119	43	.069582	.733002	.094927	.0342465
4	.000609	.069799	.008725	.0000283	44	.072816	.749213	.097190	.0366432
5	.000952	.087239	.010913	.0000554	45	.076121	.765367	.099457	.0391456
6	.001371	.104672	.013098	.0000956	46	.079495	.781462	.101730	.0417558
7	.001865	.122097	.015275	.0001519	47	.082940	.797498	.104000	.0444755
8	.002436	.139513	.017461	.0002266	48	.086455	.813473	.106278	.0473066
9	.003083	.156918	.019647	.0003226	49	.090039	.829386	.108561	.0502508
10	.003805	.174311	.021829	.0004423	50	.093692	.845237	.110847	.0533100
11	.004604	.191692	.024018	.0005886	51	.097415	.861022	.113139	.0564859
12	.005479	.209057	.026207	.0007639	52	.101206	.876742	.115434	.0597801
13	.006428	.226406	.028391	.0009708	53	.105067	.892396	.117736	.0631944
14	.007454	.243739	.030582	.0012121	54	.108994	.907981	.120040	.0667303
15	.008555	.261052	.032771	.0014901	55	.112989	.923497	.122349	.0703895
16	.009732	.278346	.034963	.0018076	56	.117052	.938943	.124664	.0741733
17	.010984	.295619	.037156	.0021671	57	.121182	.954318	.126983	.0780835
18	.012312	.312867	.039352	.0025711	58	.125380	.969619	.129308	.0821214
19	.013714	.330095	.041547	.0030222	59	.129644	.984847	.131639	.0862884
20	.015192	.347296	.043744	.0035229	60	.133975	1.000000	.133975	.0905860
21	.016745	.364471	.045943	.0040756	61	.138371	1.01508	.136315	.0950155
22	.018373	.381618	.048145	.0046829	62	.142833	1.03008	.138662	.0995782
23	.020075	.398736	.050347	.0053473	63	.147360	1.04500	.141014	.1042754
24	.021852	.415823	.052551	.0060712	64	.151952	1.05984	.143373	.1091083
25	.023704	.432879	.054759	.0068570	65	.156609	1.07460	.145737	.1140780
26	.025630	.449902	.056968	.0077072	66	.161329	1.08928	.148106	.1191858
27	.027630	.466891	.059178	.0086242	67	.166114	1.10387	.150483	.1244328
28	.029704	.483844	.061392	.0096103	68	.170962	1.11839	.152864	.1298199
29	.031852	.500760	.063607	.0106679	69	.175874	1.13281	.155255	.1353483
30	.034074	.517638	.065826	.0117893	70	.180848	1.14715	.157650	.1410188
31	.036370	.534477	.068048	.0130069	71	.185885	1.16140	.160053	.1468325
32	.038738	.551275	.070270	.0142930	72	.190983	1.17557	.162460	.1527902
33	.041180	.568031	.072496	.0156598	73	.196143	1.18965	.164875	.1588927
34	.043695	.584743	.074725	.0171095	74	.201365	1.20363	.167298	.1651409
35	.046283	.601412	.076957	.0186444	75	.206647	1.21752	.169728	.1715355
36	.048944	.618034	.079193	.0202666	76	.211989	1.23132	.172164	.1780773
37	.051676	.634609	.081430	.0219784	77	.217392	1.24503	.174608	.1847666
38	.054481	.651136	.083671	.0237818	78	.222854	1.25864	.177059	.1916045
39	.057359	.667614	.085917	.0256790	79	.228375	1.27216	.179518	.1985914
40	.060307	.684040	.088163	.0276720	80	.233956	1.28558	.181985	.2057277

