



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar .El Oued

Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : sciences et technologie

Filière : raffinage et pétrochimie

Option : raffinage et pétrochimie

Présenté par :

Mr. BRAHMI Salim

Mr. RAHMANI M^{ed} Rochdi

Thème

***ETUDE ET REHABILITAION DE L'UNITE DE
FRACTIONNEMENT DES CONDENSATS EN
VUE DE TRAITER LA CHARGE DE L'UTBS***

Soutenu le 26/05/2016

DEVANT LE JURY

Mr. OUCIF Khaled M ^{ed} Tayeb	Président	Université d'Eloued
Mr .BARANI Djamel	Examineur	Université d'Eloued
Mr. ATIA Abdelmalek	Rapporteur	Université d'Eloued

2015/2016

Remerciements

En premier lieu, nos remerciements à Dieu pour nous avoir donné l'esprit et les moyens pour arriver à ce stade de connaissance ; nous prions pour que nous restions à lui.

Nous exprimons toute notre gratitude à l'encadreur Mr : A .ATIA pour l'effort fourni ; les conseils prodigués ; sa patience et sa persévérance dans le suivi.

Nous adressons également nos remerciements ; à tous nos enseignants de département du raffinage et pétrochimie ; qui nous ont donné les base de la science.

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

Nous remercieront en fin à toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Table des Matières

Liste des tableaux.....	1
Liste des figures.....	2
Liste des annexes.....	3
Introduction générale.....	4
Chapitre I : Présentation du complexe industriel sud CIS	
I.1 Situation Géographique.....	5
I.2 Le Gisement de Hassi Messaoud.....	6
I.3 Historique.....	6
I.4 Description des installations.....	7
I.5 Capacités annuelles de la production.....	9
I.6 Description du Département Traitement Sud.....	9
Chapitre II : Généralités Sur les condensats	
II.1 Le Condensat.....	14
II.2 Théorie de la séparation.....	16
Chapitre III : Présentation de l'Unité de Fractionnement du Condensat	
III.1 Procédés de l'UFC.....	22
III.2 Contexte et problématique du projet.....	27
III.3 Généralités sur la Simulation.....	28
Chapitre IV : Etude de l'impact des Condensats de l'UTBS sur la production de l'UFC	
IV.1 Définition des condensats du 2 ^{ème} et 3 ^{ème} étage de compression.....	29
IV.2 Définition du condensat de l'UTBS.....	30
IV.3 Conception du projet.....	31
IV.4 Caractéristiques de la nouvelle charge de l'UFC.....	32

IV.5 Spécifications des produits à transaction commerciale.....	33
IV.6 Méthodologie de la simulation.....	34
IV.7 Bilan matière général de la charge actuel de l'UFC.....	38
IV.8 Bilan matières général de la nouvelle charge de l'UFC.....	40
IV.9 Comparaison entre les résultats des deux charges de l'UFC.....	41
Chapitre V : Dimensionnement des équipements	
V.1 Dimensionnement d'un ballon separateur.....	42
V.2 Dimensionnement d'une pompe d'expédition.....	47
Chapitre VI: Etude l'effet du condensat sur la production de l'UTBS avec et sans recyclage	
VI.1 Les unités de l'UTBS	52
VI.2 Description des unités de traitement d'huile.....	53
VI.3 Description de la compression des gaz associés	54
VI.4 Etude l'effet du condensat sur l'installation et le brut de l'UTBS.....	56
VI.4.1 Caractéristiques du brut non stabilisé de l'UTBS.....	57
VI.4.2 Résultats de la simulation.....	58
VI.4.2.1 Caractéristiques du brut stabilisé.....	58
VI.4.2.2 Propriétés du gaz flash expédie vers CIS.....	62
VI.4.2.3 Comparaison les énergies de rebouillage et du compresseur.....	63
Conclusion générale.....	66
Bibliographie	67

Nomenclature

Symbole - Désignation	Unité
g : Accélération due au gravité, 9,81	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,	cP
a : Surface d'échange d'un seul tube	[m ²]
A : Surface d'échange totale estimée	[m ²]
A_s : Section pour l'écoulement dans la calandre	
C_p : Chaleur spécifique à pression constant	[kJ/kg °C]
D_{asp} : Diamètre de la conduite d'aspiration de la pompe	[m]
D_e : Diamètre équivalent	[mm]
D_o : Diamètre extérieur des tubes	[mm]
D_i : Diamètre intérieur des tubes	[mm]
D_{ref} : Diamètre de la conduite de refoulement de la pompe	[m]
D_s : Diamètre intérieur de la calandre de la calandre	[mm]
$DTLM$: La vraie différence de température moyenne	
d^{15} : Densité mesurée à 15°C	
e : Epaisseur des tubes de l'échangeur de chaleur	[mm]
F : Facteur de correction de température	
G_s : Flux massique cote calandre	[Kg/m ² s]
G_t : Flux massique cote tubes	[Kg/m ² s]

h:	Enthalpie par unité de masse de la charge	[Kcal/kg]
hi:	Coefficient de transfert de chaleur du film interne au tube	[W/m ² °C]
ho:	Coefficient de transfert de chaleur du film externe au tube	[W/m ² °C]
Jf:	Facteur de perte de charge dans les tubes et la calandre	
Jh:	Facteur de transfert thermique dans les tubes et dans la calandre	
Kc:	Coefficient de perte de charges singulière.	
ks:	Hauteur des aspérités	[mm]
Te :	Température d'entrée	[°C]
Ts :	Température de sortie	[°C]
Tf:	Température de fond de colonne DA	[°C]
TVR:	Tension de vapeur Reid	[Kg/cm ²]
U:	Coefficient global de transfert de chaleur	[W/m ² °C]
Uasp :	Vitesse linéaire du fluide à l'aspiration de la pompe	[m/s]
Up:	Vitesse linéaire du fluide au piquage.	[m/s]
Us :	Vitesse linéaire du fluide circulant dans la calandre	
Ut :	Vitesse linéaire du fluide circulant dans les tubes	
λi:	Conductivité thermique du fluide a l'intérieur des tubes.	[W/m°C]
λ m:	Conductivité thermique moyenne du fluide	[W/m°C]
λo:	Conductivité thermique du fluide à l'extérieur des tubes.	[W/m°C]
μ i:	Viscosité du fluide à l'intérieur des tubes	[cPo]
μm:	Viscosité moyenne du fluide	[cPo]
μ o:	Viscosité du fluide à l'extérieur des tubes	[cPo]
μw:	Viscosité du fluide à la température de la paroi des tubes	[cPo]
ρ:	Masse volumique du fluide	[Kg/m ³]
ρm:	Masse volumique moyenne du fluide	[Kg/m ³]
ξ:	Rugosité de l'acier au Carbone	

Abbreviations

API: American Petroleum Institute

ASTM: American Society for Testing Materials

BA: Four - DA: Colonne - EA: Echangeur - FA: Ballon de reflux - GA: Pompe

FRC : Contrôleur de débit

LRC : Contrôleur de niveau

NPSH : Net positif section Head de la pompe [m]

PF: Point final de distillation [°C]

PI: Point initial de la distillation [°C]

TBP: True Boiling Point

TRC : contrôleur de température

CIS : Complexe industriel sud,

CINA : Complexe industriel nord Naili Aldelhalim

ZCINA, Nouveau Complexe industriel extension de CINA

HEH: Houad Al Hamra

RHM1: l'ancienne unite topping

RHM2: La nouvelle Raffinerie de Hassi Messaoud

UFC : Unité de fractionnement du condensat

UTBS : Unité de traitement de Brut sud

HYSYS: Logiciel simulateur

LPG: Liquefied Petroleum Gas

LDHP: Line direct haute pression

LDMP: Line direct Moyenne pression

LDBP: Line direct basse pression

GAS FTS: Gas Lift

GOR: Gas Oil Ratio

TVR: Tension de vapeur reed

BSW: Basic Sediment and water

Liste des tableaux

Tableau I.1: Production annuelle au niveau du CIS et CINA.	9
Tableau IV.1: Propriétés et compositions des condensats du 2ème et 3ème étage.....	29
Tableau IV.2: Propriétés et compositions des condensats de l'UTBS.	30
Tableau IV.3: Propriétés de la nouvelle charge de l'UFC.	32
Tableau IV.4: Spécifications Condensats stabilisés.	33
Tableau IV.5: Spécifications commerciales de GPL.	33
Tableau IV.6: Données de la colonne DA2201.....	34
Tableau IV.7: Propriétés du reflux vers DA2201	35
Tableau IV.8: Données de la colonne DA2202.....	35
Tableau IV.9: Données de la colonne DA2203.....	36
Tableau IV.10: Propriétés et compositions de la charge et les produits.	38
Tableau IV.11: Propriétés et compositions de la charge et des produits.....	40
Tableau IV.12 : Comparaison de la production des deux charges.....	41
Tableau V.1: Propriétés des flux sortis du ballon séparateur.	43
Tableau V.2: Comparaison les résultats avec HYSYS.	46
Tableau V.3: Le calcul de la pompe.....	50
Tableau VI.1 : Propriétés du brut stabilisé.....	57
Tableau VI.2: Caractéristiques du brut stabilisé	58
Tableau VI.3 : Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé.....	61
Tableau VI.4 : Propriétés du gaz flash expédie vers CIS.....	62
Tableau VI.5: Comparaison de la consommation d'énergie entre les deux procédés.....	63

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique du Champs HMD	5
Figure I.2 : Procédé du complexe industriel sud CIS.....	8
Figure II.1 : Schéma général du traitement des effluents de puits.	17
Figure II.2 : Les sections de séparation dans un séparateur.	20
Figure II. 3 : Séparateur horizontal.	21
Figure III.1 : Schéma de procédé de l'UFC.....	26
Figure IV.1 : Simulation des condensats de l'UTBS.	31
Figure IV.2 : Simulation de la section préchauffage.....	34
Figure IV.3 : Simulation de la colonne DA2201.	34
Figure IV.4 : Simulation de la colonne DA2202.	35
Figure IV.5 : Simulation de la section refroidissement.....	36
Figure IV.6 : Simulation de la colonne DA2203	36
Figure IV.7 : Simulation de C5+ sortie de DA2201.	37
Figure IV.8 : Simulation de C3C4 sortie du fond de DA2203.....	37
Figure V.1 : Les forces exercées sur la gouttelette liquide.	43
Figure V.2 : Coefficient d'entraînement d'une particule sphérique.....	44
Figure V.3 : Schéma des dimensions d'un ballon séparateur	46
Figure V.4 : Champs d'application des pompes	47
Figure V.5 : Schéma de l'installation.....	49
Figure V.6 : Diagramme de sélection des pompes.....	51
Figure VI.1 : Schéma générale des installations de l'UTBS.....	55
Figure VI.2 : Courbe de distillation TBP dans les deux procédés.	59
Figure VI.3 : Courbe de densité instantanée du brut stabilisé.....	60
Figure VI.4 : Courbe de poids moléculaire instantané du brut stabilisé.	60

Liste des annexes

Annexe A : Simulation de la charge actuel de l'UFC.....	68
Annexe B : Simulation de la nouvelle charge de l'UFC.....	69
Annexe C : Simulation du procédé sans recyclage des condensats	70
Annexe D : Simulation du procédé avec recyclage des condensats.....	71
Annexe E : Schéma du procédé de l'UFC.....	72

Introduction générale

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

Néanmoins, le pétrole et le Gaz sont deux ressources naturelles, la croissance illimitée de leur demande est incompatible avec leurs disponibilités limitées. Nous nous approchons du moment où 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'industrie pétrolière, l'amélioration de ces produits est l'une des priorités de la politique énergétique de SONATRACH, permet de constituer un complément ou une alternative a la production du pétrole et du gaz naturel.

Après notre proposition d'améliorer la production du GPL et de Condensat dans le service traitement sud, nous avons été réalisés une étude sur l'UFC (Unité fractionnement des condensats) dont l'objectif d'améliorer la production en C5+ et GPL, avec une proposition de recevoir les condensats de l'UTBS.

Dans cette étude on a fait profondément une présentation du complexe industriel sud CIS et l'importance de la production du condensat au niveau de l'UFC, aussi l'impact de condensat de l'UTBS sur la production de l'UFC.

Pour ce but on a calculé le dimensionnement d'un Ballon séparateur et une pompe d'expédition qui seront nécessaire pour l'étude de la Réhabilitation de l'UFC.

A la fin on a complété notre étude par l'effet des condensats de l'UTSB sur la production du pétrole brut avec et sans recyclage a l'alimentation de l'UTBS.

Chapitre I : Présentation du complexe industriel sud CIS

I.1 Situation Géographique

Le complexe industriel sud c'est l'un de deux complexes sur le champ de Hassi Messaoud qui se situe à 850 km Sud/Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontières Tunisienne, sa localisation en coordonnées LAMBERT Sud Algérie :

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



Figure I.1: Situation géographique du Champs HMD [1]

I.2 Le Gisement de Hassi Messaoud

Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mise en évidence la présence d'huile à 3338 m de profondeur dans les Grés du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km au NNW de MD1, le forage OM1 a confirmé l'existence d'huile dans les Grés Cambrien. [1]

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leur production.

SUPERFICIE : 3300 KM2

FORMATION : CAMBRO-ORDOVICIEN

PROFONDEUR : entre 3250 et 3500 M

EPESEUR : jusqu'à 300M

HUILE LEGERE DE DENSITE API = 45,4

1957 : DECOUVERTE (MD1)

1958 : DEBUT DE LA PRODUCTION EN JUILLET

1993 : PREMIER FORAGE HORIZONTAL (MDZ 453)

1996 : PREMIERE REPRISE EN SHORT-RADIUS (MD 218) [1]

I.3 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]

I.4 Description des installations de CIS :

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 fonctionner 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 des carburants ; approvisionnement du marché local.
- La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.

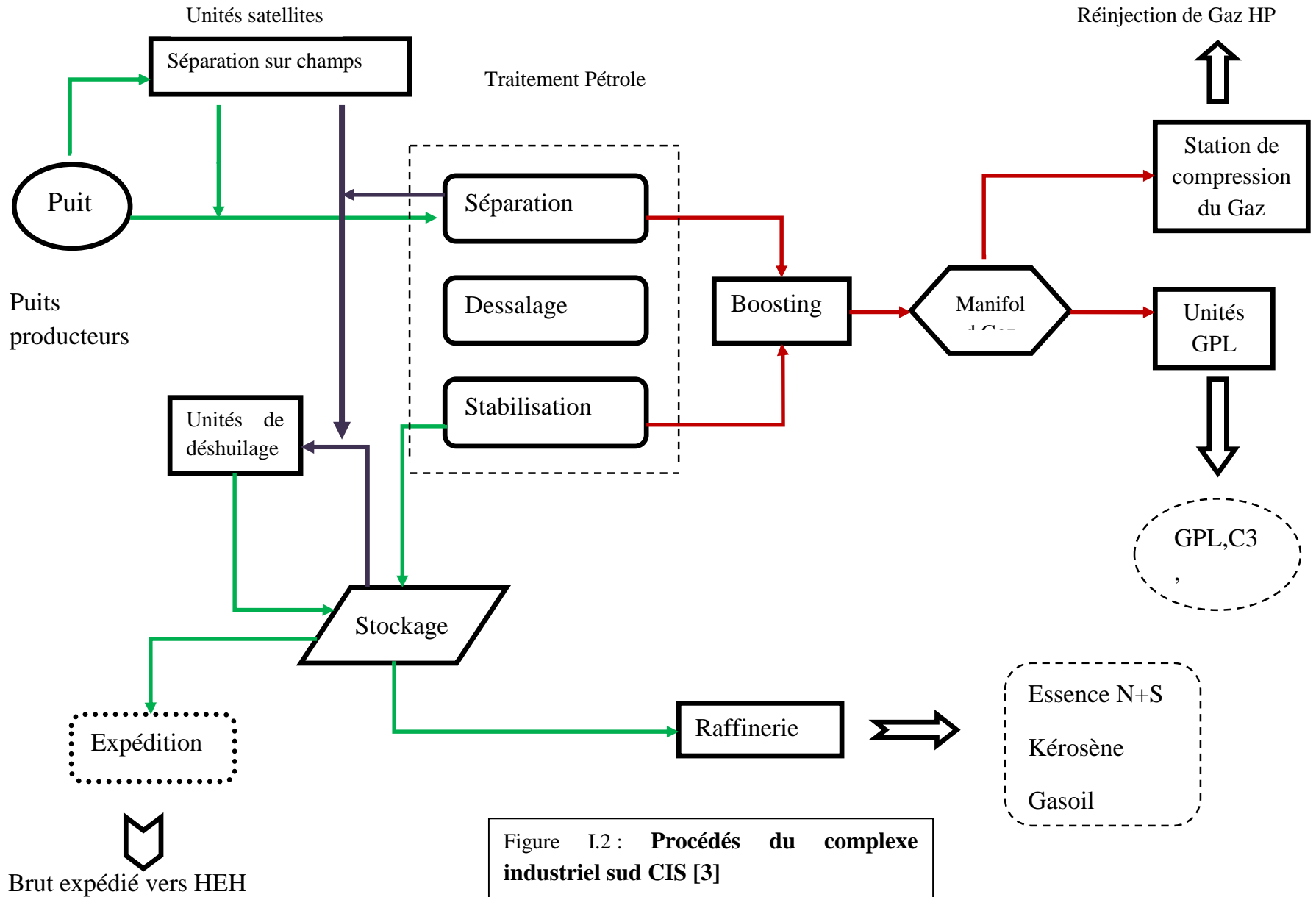


Figure I.2 : Procédés du complexe industriel sud CIS [3]

I.5 Capacités annuelles de la production

Le tableau suivant représente la production annuelle (Année 2014) au niveau du CIS et CINA :

Tableau I.1 : Production annuelle au niveau du CIS et CINA. [10]

PRODUITS	PRODUCTION EN TONNE	
	CIS	CINA
PETROLE BRUT	8 060 206,701	8 870 981,295
CONDENSAT	322 855,030	150 457,799
GPL	1 046 232,469	1 236 061,446
PRODUIT RAFFINES	639 542,794	—

I.6 Description du Département Traitement Sud

Le département traitement sud se compose de trois services :

I.6.1 Service de l'UTBS

L'UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud), mise en service en Aout 2010, est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites sud (W1C, W1A, W2A, S1A, E1C, et E2A) et à expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH (Haoud El Hamra) via le pipe 24'' CIS-HEH. Le traitement consiste à dessaler et stabiliser le brut provenant des six champs satellites. L'unité a été conçue pour produire 300 000 barils/jour (47 700m³/j). [2]

I.6.2 Service BOOSTING

Les gaz issus des différents étages de séparation du brut de TRAITEMENT SUD sont comprimé 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 GPL1 et GPL2. Les condensâtes récupérées sont utiliser comme charge de l'unité UFC. [2]

I.6.3 Service TRAITEMENT SUD

Il est composé essentiellement de :

- Manifolds.
- Séparation LDHP.
- Séparation GAZ FTS.
- Séparation LDBP, 2ème étage et 3ème étage.
- Réservoirs dégazeurs.
- Pomperie d'expédition.
- Unité de dessalage.
- Unité de stabilisation.
- Unité de topping.
- Parc de stockage du brut traité.
- Unité de fractionnement des condensât. [2]

➤ **Manifolds :**

Le service traitement reçoit la production des différents puits par des lignes directes LDHP, LDBP et celles des champs satellites au niveau des deux manifolds SUD et NORD

- Le manifold sud est le plus important, il contient 26 arrivées de brut
- Le manifold nord contient 10 arrivées.

Dans chaque manifold on a des transversales qui sont liées avec toutes les arrivées à l'aide des vannes manuelles, où on fait connecter les arrivées qui ont les mêmes propriétés dans la même transversale, parmi ces propriétés : la pression (varie de 05 à 30 bars).

Ces transversales sont : LDHP, LDBP, 2^{ème} ETAGE, DESSALAGE, P4000, TEST, CONDENSATS. [2]

➤ **Séparation LDHP :**

La nouvelle unité de séparation LDHP est une extension de l'ancienne LDHP (séparation 1er étage) du centre, elle est conçue pour traiter les effluents à haut GOR (plus de 1 000), elle comprend quatre séparateurs identiques qui travaillent sous 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. [2]

➤ **Unité de séparation GAZ FTS :**

Le gaz provenant des champs satellites est passé dans la série A de séparation : FA3101 (A, B, C, D) à la pression 7,8 bar, pour éliminer le liquide entraîné par le gaz avant d'être envoyé vers la compression LDBP. [2]

➤ **Unité de séparation LDBP :**

L'unité de séparation LDBP est composée de 08 séparateurs en deux série B et C (FA2101 A.B.C.D et FA1101 A.B.C.D) ; travaillent sous une pression de 11 bars. Le brut subit une séparation biphasique. Le gaz sortant au sommet est envoyé vers les stations de compression LDBP1, LDBP2 ou LDBP3. L'huile salée passe vers les dessaleurs N°1 et N° 4 (en série) pour éliminer les sels ou directement vers 2^{ème} étage de séparation par les vannes régulatrices de niveau d'huile. [2]

➤ **Unité de séparation 2^{ème} étage :**

La 2^{ème} étage de séparation est composé de trois série A/ B/ C dont chacune est constituée de quatre séparateurs, travaillants à une pression de service 04 bars. Ils sont alimentés par l'unité de dessalage, le brut des satellites, les condensats des stations de compression et les condensats C5+ de l'U.F.C. Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 2724m³/j d'huile et de 75 600 sm³/j de gaz.

Le gaz sortant des séparateurs est dirigé vers les unités de compression 2^{ème} étage ou 2^{ème} étage bis, alors que le brut est acheminé vers les séparateurs BP du 3^{ème} étage par les lignes « L1...L7 ». [2]

➤ **Unité de séparation 3^{ème} étage :**

La séparation 3^{ème} étage s'effectue au niveau de cinq (05) séparateurs verticaux (FB 1103 A.B.C.D.E) travaillant à une pression de 120 gr/cm². Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 5 625 m³ d'huile et 508 440 m³ de gaz. L'huile issue de cette séparation est envoyée aux réservoirs de dégazage tandis que le gaz alimente les unités de compression 3^{ème} étage ou 3^{ème} étage bis. [2]

➤ **Réservoirs dégazeurs (RD) :**

C'est dans les réservoirs de dégazage RD qu'on appelle aussi 4^{ème} étage où s'effectue la dernière étape de séparation ou dégazage. Ces réservoirs sont de types à toit fixe. Le gaz sortant de chaque RD est dirigé vers torche (faible quantité). L'huile est transférée vers les réservoirs de stockage RS par des pompes de transfert, l'eau purgée est envoyée vers le bassin API. [2]

➤ **Stockage :**

Un bac de stockage constitué de cinq (05) réservoirs à toit flottant RS A/B/C/D & E d'une capacité de 15 000 m³ chacun. [2]

➤ **Pomperie :**

La pomperie d'expédition du brut est composée de deux stations, la première ayant neuf pompes et la seconde ayant 4, son rôle est :

- Le transfert du brut dégazé des RD vers les RS.
- D'augmenter la pression d'aspiration des pompes d'expédition.
- L'expédition du brut des RS vers le terminal de stockage de Haoud–El-Hamra
- Evacuer les eaux décantées des RD et RS vers bassin API
- L'envoi d'huile vers la nouvelle raffinerie
- Augmenter le débit d'expédition vers HEH. [2]

➤ **Unité de dessalage :**

Dans le but de réduire la salinité et autres impuretés (dissoutes ou en suspension) dans le brute, six dessaleurs sont installés au traitement sud.

- Dessaleurs N°1 et N°4 : traiter le brut LDBP.
- Dessaleurs N°2 et N°5 : traiter le brut LDHP.
- Dessaleurs N°3 et N°6 : disponible pour la mise en service en cas de besoin.

Avant l'entrée du brut au dessaleur on lui injecte un produit dés émulsifiants par des pompes doseuses pour faciliter la coalescence des gouttelettes d'eau.

Les trois dessaleurs sont pourvus des électrodes alimentées en 20 KV. L'eau salée ainsi récupérée est purgée vers le bassin API, et l'huile alimente le 2^{ème} étage de séparation, dont une partie sert comme charge à l'unité de stabilisation. [2]

➤ **Unité de stabilisation :**

L'unité de stabilisation par distillation est constituée d'une colonne de stabilisation avec son système de reflux et de rebouillage. Cette unité est conçue pour traiter 10 000 m³/j de brut.

Le but de la stabilisation du brut est de baisser sa tension de vapeur (TVR) en éliminant les fractions les plus légères y contenu à savoir C1, C2, C3...[2]

➤ **Unité topping (RHM 1) :**

Le but de l'unité de topping est d'obtenir les carburants liquides par distillation atmosphérique tels que le butane, l'essence, le lampant et le gasoil.

Elle est constituée principalement d'un :

- Vaporisateur
- Fractionnateur
- Four de rebouillage gasoil
- Stripper lampant
- Débutaniseur [2]

➤ **Parc de stockage de produits finis :**

Ce parc est constitué de :

- Sphère à butane : FB201
- Bacs d'essences : FB202 A/B/C
- Bacs de lampant : FB203 et FB 204 A/B
- Bacsdegas-oil : FB205A[2]

Chapitre II : Généralités sur le Condensat

II.1 Le Condensat

II.1.1 Définition

Le condensat est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de l'iso pentane (iC_5H_{12}) jusqu'au dodécane ($C_{12}H_{26}$) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression. [5]

II.1.2 Caractéristiques du condensât

Les principales caractéristique physiques du condensât sont :

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

Poids spécifique : Le poids spécifique du condensât est compris entre 0.7 à 0.8 kg

Point d'éclair : Son point d'éclair est inférieur à $-40^{\circ}C$

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

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

Explosivité et inflammabilité : le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à la température et pression normal. Du fait 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 condensât sont toxiques .Lorsqu'un homme s'y expose, le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivi de symptômes névropathies, lorsque la concentration des vapeurs du condensât sont de l'ordre de 0.025 à 0.05 % vol. Dans l'air, elles ne peuvent pas causer de symptômes sérieux, même après plusieurs heures d'inhalation.

Précaution hygiéniques :

Pour prévenir l'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir la concentration des vapeurs du condensât à moins de 300 ppm. [5]

II.1.3 Utilisations du condensât

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégique : 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. [6]

II.1.3.1 Domaine de Pétrochimie

- La valorisation du condensât, 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 dominant :
- L'accentuation du déséquilibre entre les demandes respectives d'éthylène et de propylène, avec une croissance moyenne annuelle de 4% pour le premier et proche de 5% pour le second.
- 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 de propylène

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

Le condensat est riche en hydrocarbures paraffiniques et naphthéniques $C_5 - C_7$ ayant un bon potentiel de production d'oléfine, Une faible quantité en hydrocarbures aromatique, qui se transforment en Poly – aromatique lors de vapocraquage. [6]

II.1.3.2 Domaine du Raffinage

Le condensât est utilisé dans la production des carburant notamment les essences, leurs prix de revient est plus bas que les essences produites à partir du pétrole brut car la séparation et la transformation du condensât est moins coûteuse, et sa composition chimique riche en élément légères.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence en transformant les normales paraffines en iso paraffines qui ont un haut indice d'octane (NO), utilisé également dans le reforming catalytique. [6]

II.2 Théorie de la séparation

Introduction

Le séparateur est un appareil utilisé pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie d'un puits de production par différence de densité.

Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

- Une phase gazeuse
- Une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit)
- Une phase aqueuse (l'eau de formation)

Cet effluent peut également véhiculer des particules solides en suspension comme des sables provenant de la formation, des produits de corrosion, des composants paraffiniques ou asphaltiques ayant précipité. [7]

II.2.1 L'objectif de la séparation

Ce brut effluent puits ne peut être commercialisé en l'état. Il est nécessaire de lui faire subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requise par le client.

Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications du brut. [7]

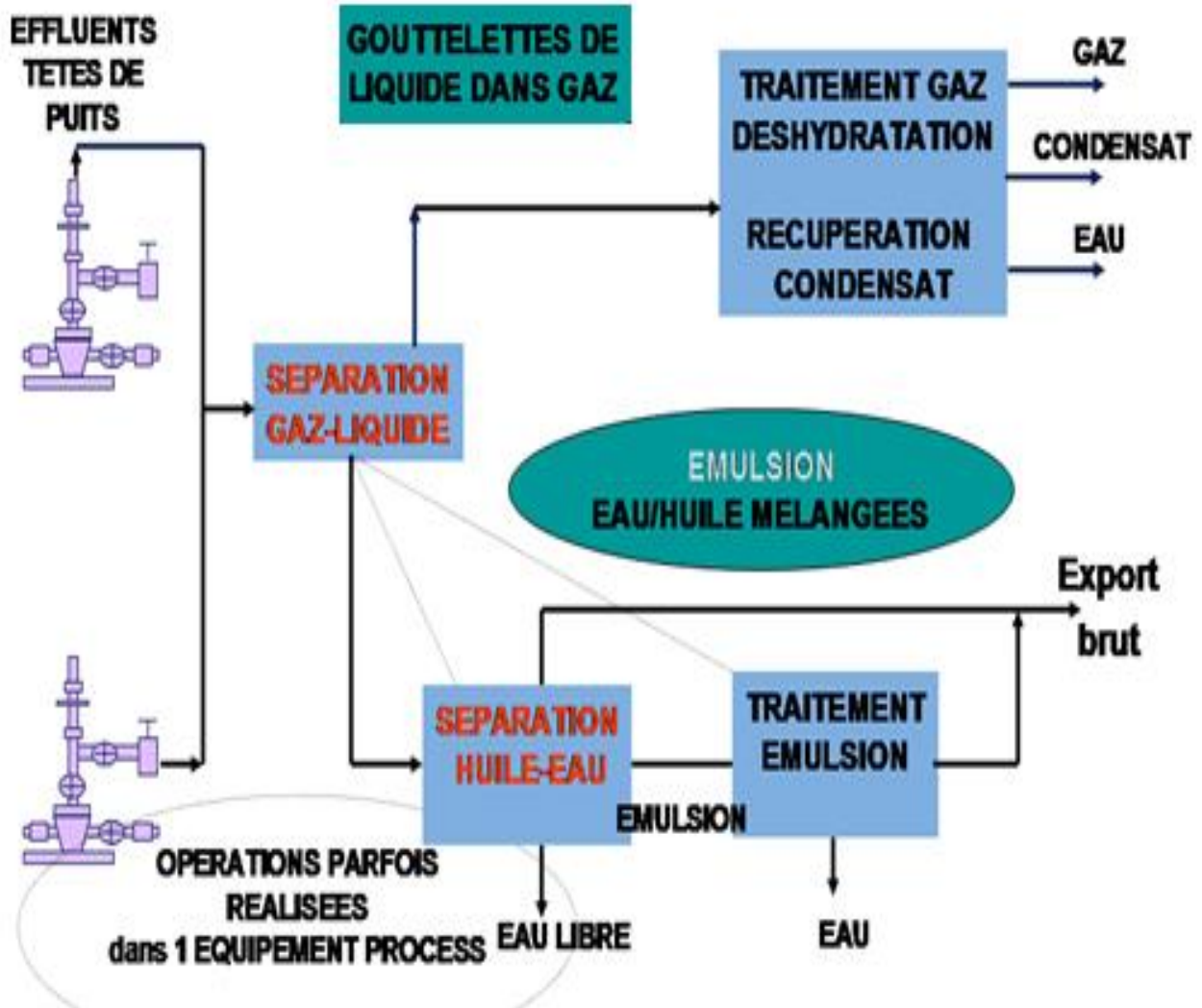


Figure II.1 : Schéma général du traitement des effluents de puits [4]

Le traitement de l'effluent sorti de puits est réalisé pour divers raisons.

➤ **Pour des raisons sécurités :**

- H2S : Danger pour l'homme.
- Stabiliser : Limiter le dégazage et réduire les risques d'explosion.

➤ **Pour des raisons techniques :**

- Produits stables (spécification de tension de vapeur à respecter ; pour cela on doit stabiliser le brut). Un produit stable signifiant qu'il n'évoluera pas dans le temps. Plutôt il sera stabilisé, plus faible sera son dégazage.

- Produits mesurables (c'est à dire qu'on peut le compter, sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues).
- Produits transportable (il faut véhiculer le brut du terminal au pétrolier, et du pétrolier à la raffinerie).
- Produits non incrustants (c'est à dire que ces produits n'ont pas la propriété de recouvrir les corps des tuyaux, des citernes, d'une couche minérale (paraffines,...) par exemple dépôts de sulfates carbonates etc....). [4]

➤ **Pour des raisons commerciales :**

Produits anhydres(les clients ne veulent pas transporter de l'eau)

Produits non corrosifs (protection du pétrolier, des raffineries et des clients : sels - H₂S) [4]

➤ **Pour assurer :**

- La fourniture régulière des hydrocarbures produits (bien traiter par exemple, les moussages, les émulsions pour éviter l'arrêt de la chaîne de traitement).
- Pour rejeter dans le milieu environnant, sans pollution, les constituants sans valeur commercial, par exemple : les eaux de production n'ont aucune valeur, donc rejetable (Si pas de contrainte légale : réinjection), à condition de les traiter afin de préserver l'environnement.

La stabilisation du brut produit par un gisement consiste à satisfaire certaines spécifications, notamment en TVR (Tension Vapeur Reid). Elle est liée à la teneur en gaz dissous dans le brut. Plus la teneur en gaz dissous augmente, plus la TVR du brut va croître. Pour satisfaire une TVR, il faut mettre en œuvre un procédé qui va permettre, au moindre coût, de libérer le gaz dissous dans le brut. [4]

II.2.2 Les type de séparation

La séparation est l'une des opérations unitaires les plus courantes dans le domaine des activités extractives et industrielles. Elle peut se manifester sous plusieurs figures dont le point commun est de séparer deux ou plusieurs phases existant dans un même mélange afin de mieux les exploiter séparément.

Les techniques de séparation se divisent essentiellement en deux grandes familles :

➤ Séparation physique

- Statique.
- Mécanique.

➤ Séparation par voie chimique (Injections chimiques) : Une combinaison des deux familles dans un même procédé de séparation est toujours applicable. [6]

II.2.2.1 La séparation physique

Ce type de séparation se base essentiellement sur les caractéristiques physiques des phases à séparer les unes des autres dont on cite la densité, la granulométrie, le pouvoir de s'adsorber, le pouvoir de s'absorber, le point d'ébullition...

On peut ainsi définir des sous familles de la séparation physiques telles que :

- La décantation.
- La centrifugation
- La filtration.
- La distillation.
- L'absorption.
- L'adsorption. [6]

II.2.3 Description d'un ballon séparateur

Indépendamment de la forme, les séparateurs contiennent d'habitude quatre sections principales en plus des commandes et contrôles nécessaires.

- Section de la séparation primaire (A)
- Section de la séparation secondaire (B)
- Section de coalescence(C)
- Section de collecte (D) [4]

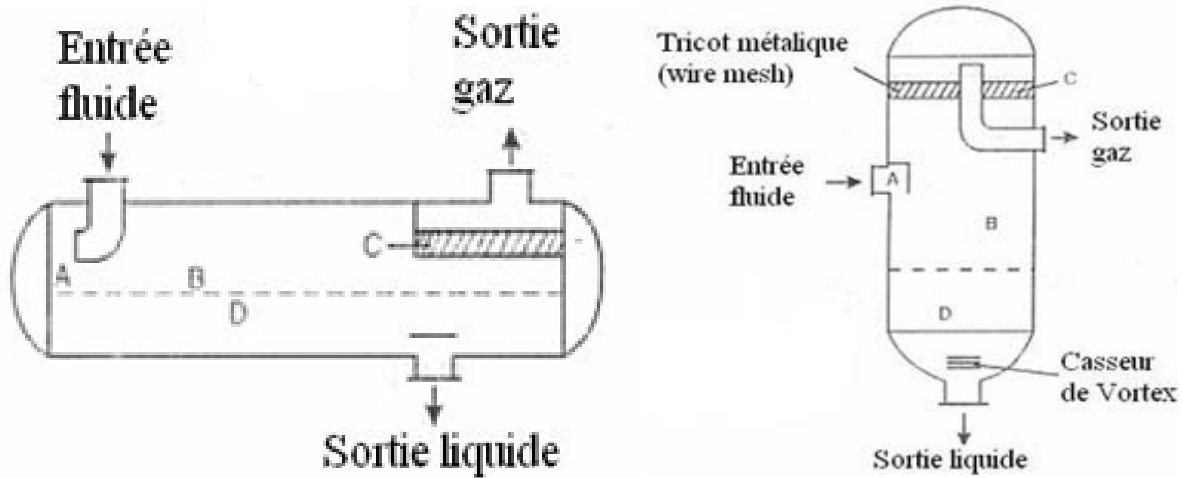


Figure II.2 : Les sections de séparation dans un séparateur [4].

II.2.4 Les différents types de séparateurs

II.2.4.1 Séparateur verticale

L'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entraînement excessif dans le gaz. Vu la distance importante en général entre le niveau du liquide et la sortie du gaz, il y a moins tendance à l'entraînement de gouttes liquides.

Le séparateur vertical sera donc bien adapté pour des quantités importantes de liquide (GOR faible) ou au contraire quand il n'y a que du gaz. Exemples : ballons d'aspiration de compresseurs [8].

II.2.4.2 Séparateur horizontal

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange. Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide. Ils sont plus faciles à monter sur un skid. [8]

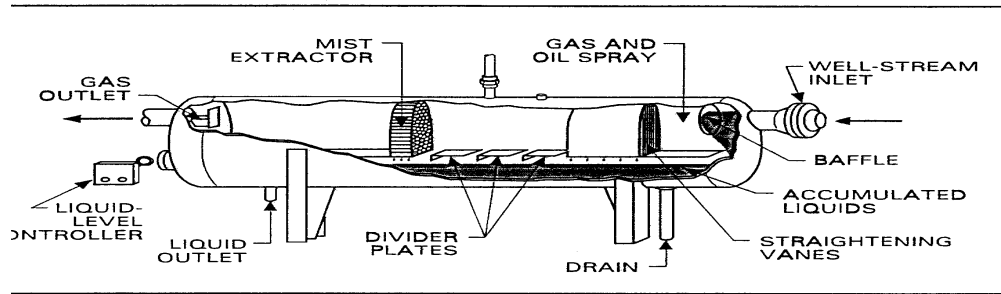


Figure II.3 : Séparateur horizontal. [8]

II.2.4.3 Séparateur sphérique

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats).

Ces séparateurs sont relativement bon marché et compacts, mais avec un temps de rétention liquide et une section de décantation assez limitée ; la marche en séparation triphasique est donc très difficile sinon impossible.

Ils ont l'avantage d'être peu encombrants mais leurs capacité est faible. Ils sont très faciles à manipuler. Autre intérêt important, ils supportent toutes les pressions par leur forme sphérique. [8]

Chapitre III : Présentation de l'Unité de Fractionnement du Condensat

III.1 Procédés de l'UFC

III.1.1 But de l'unité de l'UFC

Cette unité a pour but de fractionner les condensats en trois coupes :

1. une fraction de gaz sec (C1, C2) : c'est la fraction la plus légère avec [300 000 Sm³/j, 15bar, 35°C]
2. une fraction C5+ : [650 m³/j, 05bar, 35°C] qui doit répondre aux spécifications suivantes :
 - TVR= 0,8 - 1,5 Kg/Cm²,
 - Densité 0,655
3. une fraction de GPL « C3, C4 » : [550 m³/j ,15bar, 35°C], le GPL est le produit de base de cette unité, il doit répondre aux spécifications suivantes :
 - TVR= 5 - 8 Kg/Cm²,
 - Densité =0,565 [1]

III.1.2 Les équipements de l'unité UFC

L'installation de l'UFC est constituée de :

- Trois (3) colonnes :
 - Deux (2) fractionnateurs de condensat DA2201, DA2202
 - Un (1) rectificateur DA2203
 - Cinq (5) échangeurs de chaleur :
 - Rebouilleur de fractionnement de condensat EA2201 A/B
 - Rebouilleur du rectificateur GPL EA2202
 - Préchauffeur d'alimentation EA2203
 - Echangeur alimentation/fond du rectificateur de condensat EA2204
 - Quatre (4) ballons :
 - Un ballon de reflux FA2205
 - Un ballon tampons FA2206
 - Un ballon de gasoil circulant FA2207
 - Un ballon séparateur de gaz de chauffe FA2208
 - Trois (3) aéro-réfrigérants :
 - Condenseur de reflux EC2203

- Refroidisseur de C5+ produit EC2204
- Refroidisseur de GPL produit EC2205
 - Sept (7) pompes :
- Une pompe de reflux de fractionnement des condensats GA2202
- Deux (2) pompes de reprise du Fractionnateur GA2203, GA2203S
- Deux (2) pompes de gasoil circulant GA2204, GA2204S
- Deux (2) pompes d'alimentation du rectificateur de GPL GA2205, GA2205S
 - Un four de réchauffage du gasoil circulant. [1]

III.1.3 Description du procédé de l'UFC

Avec sa capacité de 2500 m³/J, l'UFC récupère les condensats provenant des ballons de condensat des unités de compression 2^{ème} étage (600 m³/J), 3^{ème} étage de compression (1400 m³/J), la stable (480 m³/J), ainsi que des unités de compression LDBP 1,2 et 3. [1]

III.1.3.1. Préchauffes

La charge est préchauffée dans deux échangeurs EA2204 et EA 2203, le premier fonctionne avec le C5+ chaud sortant du fond de la colonne DA2201, du côté calendrier, et le second avec du gasoil chaud, qui passe du côté tube.

A la sortie de ces échangeurs, les condensats sont à une température de 83°C en Hiver et 108 °C dans le cas Eté. Ils sont ensuite dirigés vers un ballon tampon FA2206. [1]

III.1.3.2. Ballon tampon FA2206

Les vapeurs contenues dans le ballon tampon FA2206 et le liquide récupéré du fond de celui-ci, sont envoyé vers la colonne DA2201 dans des lignes différentes. Les deux lignes se rejoignent à l'entrée de la colonne.

L'avantage d'un tel système est d'éviter les problèmes de vitesse minimum de circulation dans la ligne d'alimentation si le liquide et la vapeur étaient mélangés, de façon à ce que la ligne ne vibre pas. [1]

III.1.3.3. Fractionnateur DA2201

Le liquide et le gaz sont injectés dans le Fractionnateur DA2201, entre le 10^{ème} et 11^{ème} plateau parmi les 28 plateaux.

Le réchauffage du fond de colonne se fait par les échangeurs EA2201 A/B qui fonctionne en parallèle, à l'aide du gasoil chaud qui circule.

Le liquide soutiré du fond de la colonne DA2201 est refroidi dans l'échangeur de préchauffe EA2204 puis dans l'aéro-réfrigérant EC2204, jusqu'à 12°C dans le cas Hiver et 35°C dans le cas Eté, avant de l'expédie vers l'unité UFC. [1]

III.1.3.4. Fractionnateur DA2202

Le gaz de tête de la colonne DA2201 est à nouveau fractionné dans la colonne DA2202 équipée de 12 plateaux et fonctionne à 19,3 bar eff.

Cette colonne sert également de ballon de reflux à la DA2201 puisque le liquide de fond est recyclé par les pompes GA2203 et S en tête de DA2201.

Le gaz de tête du Fractionnateur DA2202 est refroidi dans l'aéro-réfrigérant EC2203 jusqu'à 15°C dans le cas Hiver et 35°C dans le cas Eté, est envoyé dans le ballon FA2205.

Le gaz sortant du ballon de reflux a un poids moléculaire variant entre 32 et 35,33. Il est envoyé dans l'unité de GPL.

Le reflux de la colonne DA 2202 est assuré par les hydrocarbures condensés dans le ballon de reflux FA2205 à l'aide de la pompe GA2202/S. [1]

III.1.3.5. Fractionnateur DA2203

Le rectificateur de GPL avec ses 6 plateaux, traite le condensat du ballon de reflux FA2205. Il permet de produire en fond de colonne un mélange de GPL ayant une teneur en C2 inférieur à 5% molaire, et moins de 0,9% molaire en C5 et plus.

Le gaz de tête du rectificateur de GPL est mélangé au gaz de tête du fractionnateur DA2202 avant recyclage dans le ballon de reflux. [1]

III.1.3.6. Fonctionnement du circuit de gasoil chaud

Dans un circuit fermé, le gasoil circule dans les différents échangeurs de l'unité, à partir du ballon FA2207, il est envoyé vers le four BA 2201 par la pompe GA2204/S. Son débit est choisi en fonction des performances des rebouilleurs et du préchauffeur de l'unité de fractionnement. Le débit normal dans le cas Hiver est de 660T/h et dans le cas Eté 452,5T/h pour une température de préchauffe de 270°C. Le gasoil est dirigé par la suite vers EA2201 A/B, EA2202, et EA2203 avant de retourner dans le four. [1]

III.1.3.7. Paramètres opératoires

La stabilisation de marche de l'unité de fractionnement condensat s'effectue en garde les paramètres opératoires exigé par le constructeur tel que la température et la pression. [1]

1. La pression (bar)

Colonne DA2201	Colonne DA2202	Colonne DA2203
19,7	19,3	19,3

2. La Température (°C) [1]

La Colonne	Cas Eté		Cas Hiver	
	T° de tête	T° de fond	T° de tête	T° de fond
DA-2201	101	185	94	178
DA-2202	74	100	61	93
DA-2203	45	79	28	74

PRÉSENTATION DE L'UFC

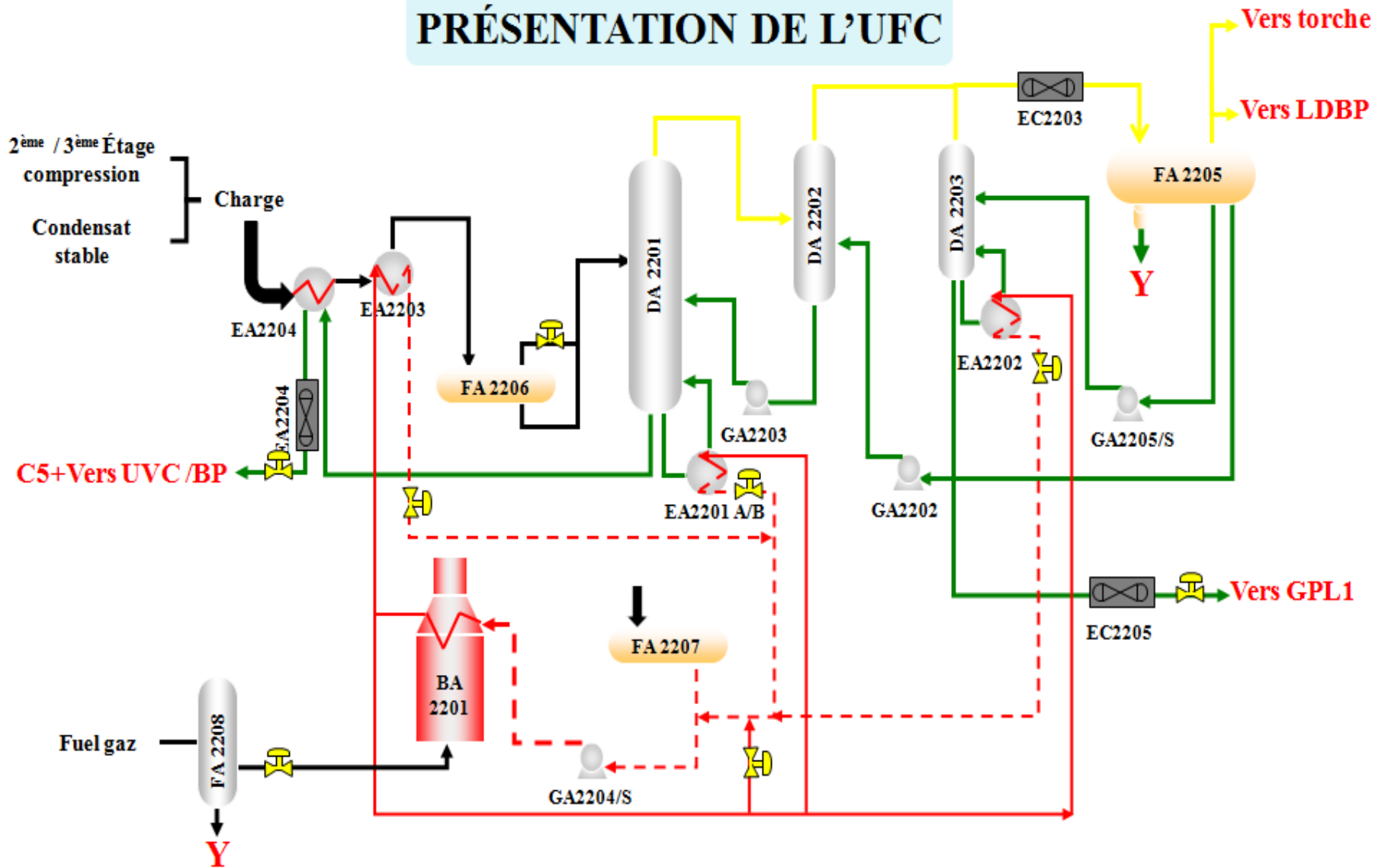


Figure III.1 : schéma du procédé de l'UFC [3]

III.2 Contexte et problématique du projet

L'Unité Fractionnement des Condensats « UFC » a été conçu pour traiter une capacité de 2500 m³/j de condensats ; Actuellement, nous récupérons uniquement une quantité moyenne de 588 m³/j issu de l'unité 2^{ème} et 3^{ème} étages de compression.

Dans l'objectif de la réhabilitation de l'UFC, il a été nécessaire de chercher une performance concernant la quantité du condensât traité dans l'UFC.

Nous avons proposé l'expédition des condensats produits à l'UTBS vers CIS, pour compensé la charge de l'UFC, ainsi la valorisation, stabilisation et l'amélioration la production de l'UFC.

Nous procédons à étudier l'impact des condensats de l'UTBS sur la production de l'UFC.

Cette étude consiste à :

- 1- Etablir un bilan matière générale pour la charge actuel de l'UFC.
- 2- Etablir un bilan matière général pour la nouvelle charge de l'UFC, compte tenu les variables opératoires envisageables.
- 3- Comparaison des résultats.
- 4- Etude l'effet des condensats sur les installations et la production du brut stabilisé et gaz de l'UTBS avec et sans recyclage.

D'autre part, l'expédition des condensats de l'UTBS vers CIS nécessite l'installation d'un ballon séparateur et une pompe d'expédition ; Donc un calcul de dimensionnement de ces équipements sera nécessaire.

Les calculs s'effectueront à l'aide d'un logiciel simulateur « HYSYS » version 2006.

III.3 Généralités sur la Simulation

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

Les simulateurs existants tels que Aspen Plus, ChemCAD, Hysim, 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.

III.3.1 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 se produisent dans les différentes opérations unitaires. [8]

III.3.2 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 phases, 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. [8]

III.3.3 Utilisation du simulateur

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

- Établir 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 fonctionnement de certains équipements.
- Déterminer les performances des équipements. [8]

Chapitre IV : Etude de l'impact des Condensats de l'UTBS sur la production de l'UFC

IV.1 Définition des condensats du 2^{ème} et 3^{ème} étage de compression

La production journalière de ces condensats est d'environ 588 m³, récupère lors de la compression du gaz de 2^{ème} et 3^{ème} étage.

Tableau IV.1: Propriétés et compositions des condensats du 2ème et 3ème étage. [11]

		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	

IV.2 Définition du condensat de l'UTBS

La production journalière de l'UTBS en condensats est de 1100 m³. 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 tri phasique de chaque train, via le collecteur de condensats commun aux quatre trains de compression. [2]

Tableau IV.2: Propriétés et compositions des condensats de l'UTBS. [11]

		Charge	HC-liquide	vapeur	Eau
MOLE (%)	H2O	19,99	0,11	1,06	100
	C1	0,12	0,05	1,12	00
	C2	4,29	3,89	19,78	00
	C3	22,98	26,9	46,04	00
	IC4	6,14	7,81	6,09	00
	NC4	26,98	35	20,4	00
	IC5	6,53	8,73	2,32	00
	NC5	10,30	13,85	2,91	00
	NC6	2,68	3,65	0,29	00
	NC7	00	0,00	0,00	00
	TOTAL	100	100	100	100
Température	°C	41,9	41,9	41,9	41,9
Pression	bar	6,5	6,5	6,5	41,9
Débit masse	tonne/j	643,4	551,4	44,84	47,17
Débit volume	m3 /j	1100	964,9	88,26	47,27
Densité à 15°C	kg/m³	584,6	571,4	508,1	998

IV.3 Conception du projet

Les condensats produits à l'UTBS doivent être introduits dans un ballon séparateur vertical triphasique, le liquide condensat est expédié ensuite vers le CIS à l'aide d'une pompe d'expédition, le gaz sortie est recycler vers le ballon d'aspiration 1^{ère} étage du compresseur G51-KA-23-01, l'eau est envoyé vers bassin API (nouvelle unité de traitement des eaux huileuses).

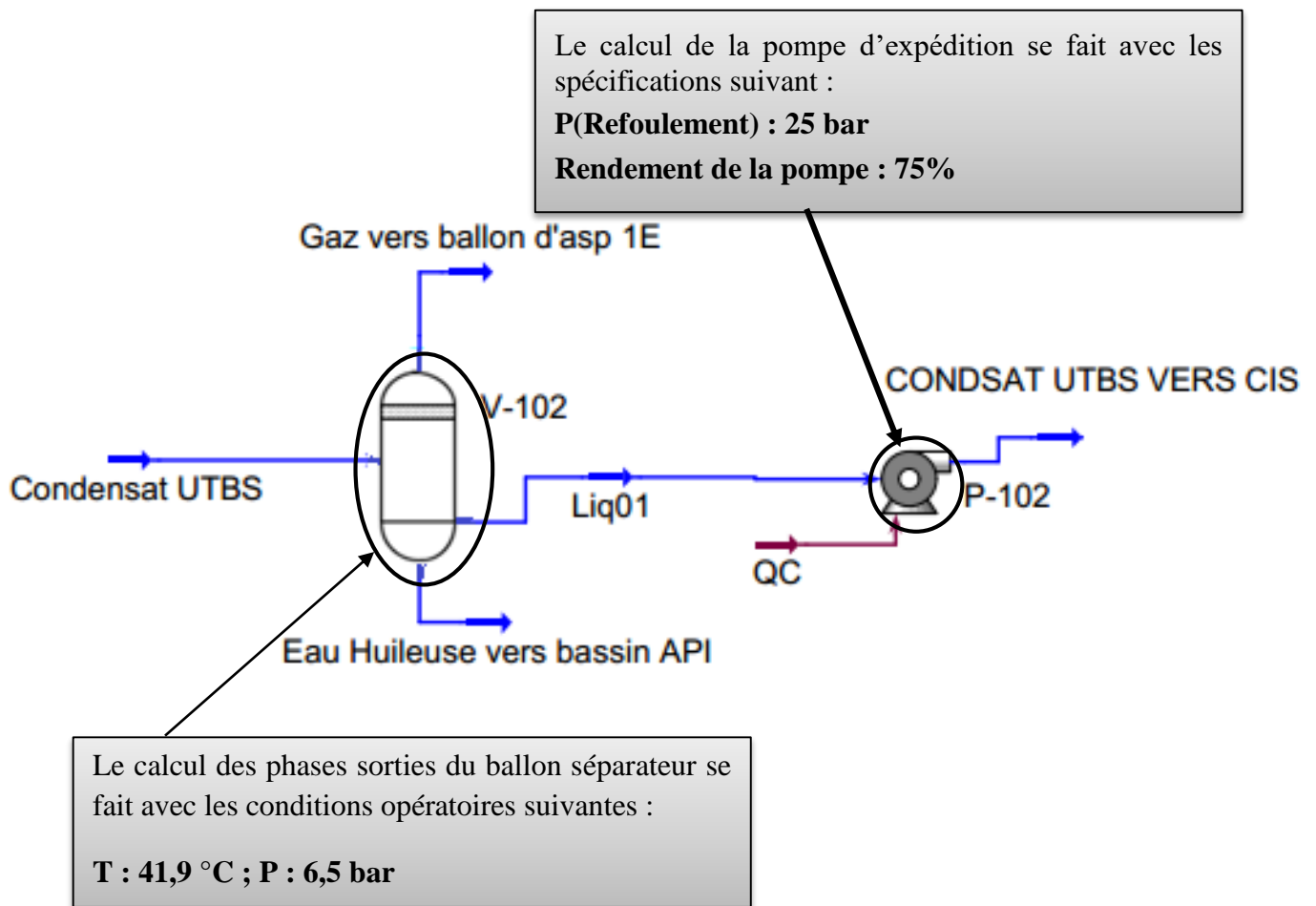


Figure IV.1 : Simulation des condensats de l'UTBS. [12]

IV.4 Caractéristiques de la nouvelle charge de l'UFC

La charge de l'UFC se compose de :

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

Tableau IV.3: Propriétés de la nouvelle charge de l'UFC. [11]

		Nouvelle charge de l'UFC	
Température	°C	36,65	
Pression	bar	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	
Composition		% 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	

IV.5 Spécifications des produits à transaction commerciale

IV.5.1 Spécifications Condensats

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

Tableau IV.4: Spécifications Condensats stabilisés. [6]

Caractéristiques	Unité	Min	Max
Masse volumique	Kg /l	0,7022	0,7201
	°API	65	70
TVR	Kg/cm ²	0,8	1,5
B .S.W	% Vol	--	Trace
Teneur en sels	%Pds	--	Néant
Teneur en soufre	%Pds	--	0,005

IV.5.2 Spécifications GPL

Les spécifications commerciales de GPL sont respectivement dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.5: Spécifications commerciales de GPL. [6]

Caractéristiques	Unité	Min	Max
Teneur en fraction légère C ₂	%mol	1,32	3,00
Teneur en fraction lourde C ₅₊	% mol	0,03	0,50
Teneur en CO ₂	% mol	0	0,01
Densité	---		0,56
TVR à 37,8 °C	Kg/cm ²	6	8
Teneur en Eau	Ppm	Néant	
Teneur en sels	% Pds	Néant	
Teneur en soufre totale	% Pds	--	--

IV.6 Méthodologie de la simulation

IV.6.1 Simulation de la section Préchauffage de la charge

L'échangeur EA2204 est alimenté coté faisceaux par la charge UFC et coté calandre par le C5+ sortie du fond de DA2201, cet appareil est calculé avec les spécifications suivantes : T (1A) : 57 °C / P (1A) : 20,4 bar / T (4A) : 170,2 °C
P (4B) : 20,7 bar / T (4B) : 123,3 °C

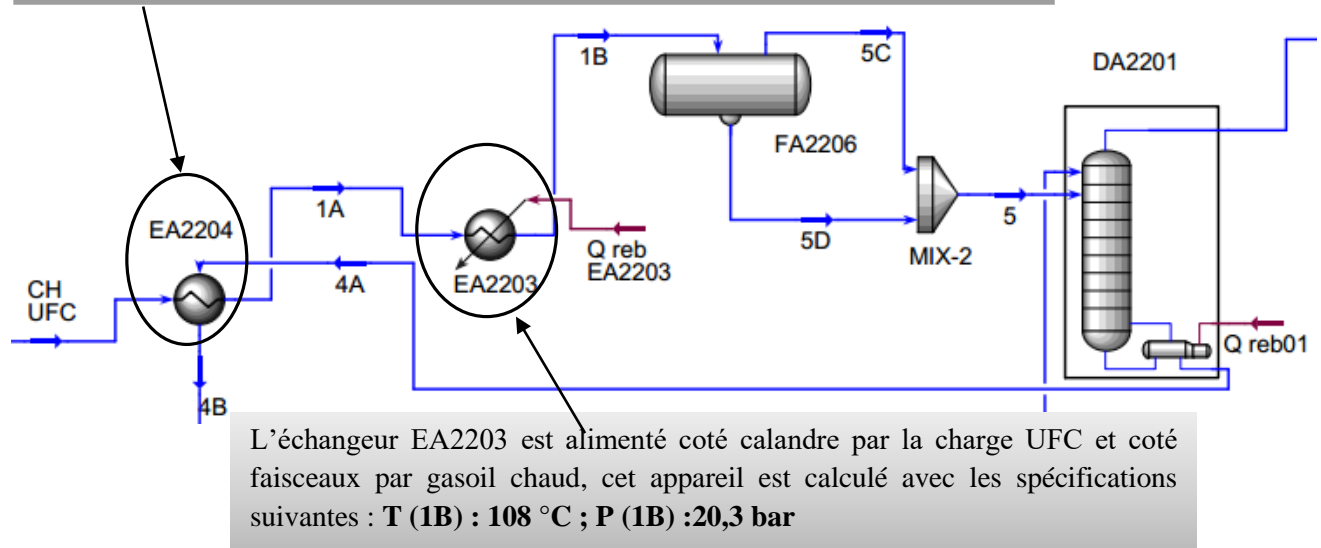


Figure IV.2: Simulation de la section préchauffage. [12]

IV.6.2 Simulation de la colonne DA2201

Tableau IV.6: Données de la colonne DA2201 [1]

Nbre de plateaux	28/11
Pression au 1 ^{er} plateau	19,5 bar
Pression au 10 ^{ème} plateau	20,5 bar
Teneur en nC4 dans c5+	0,6 %
Efficacité	100%

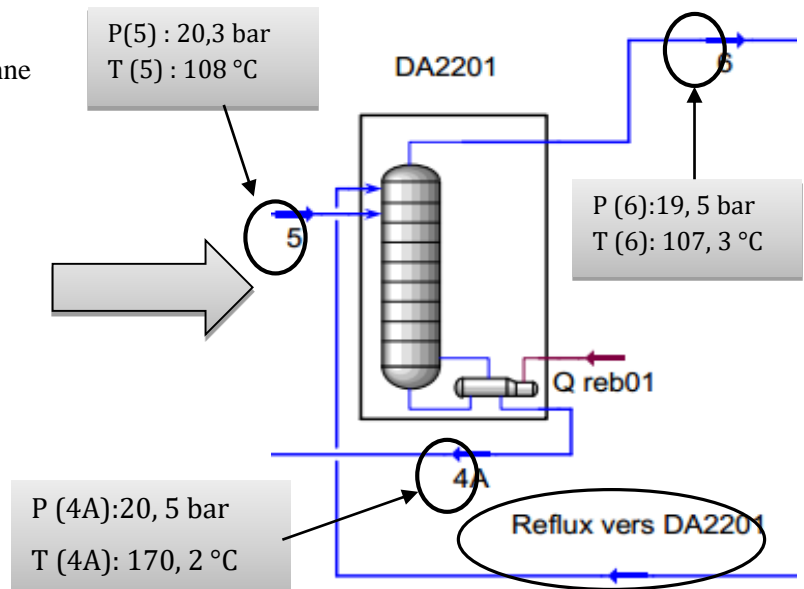


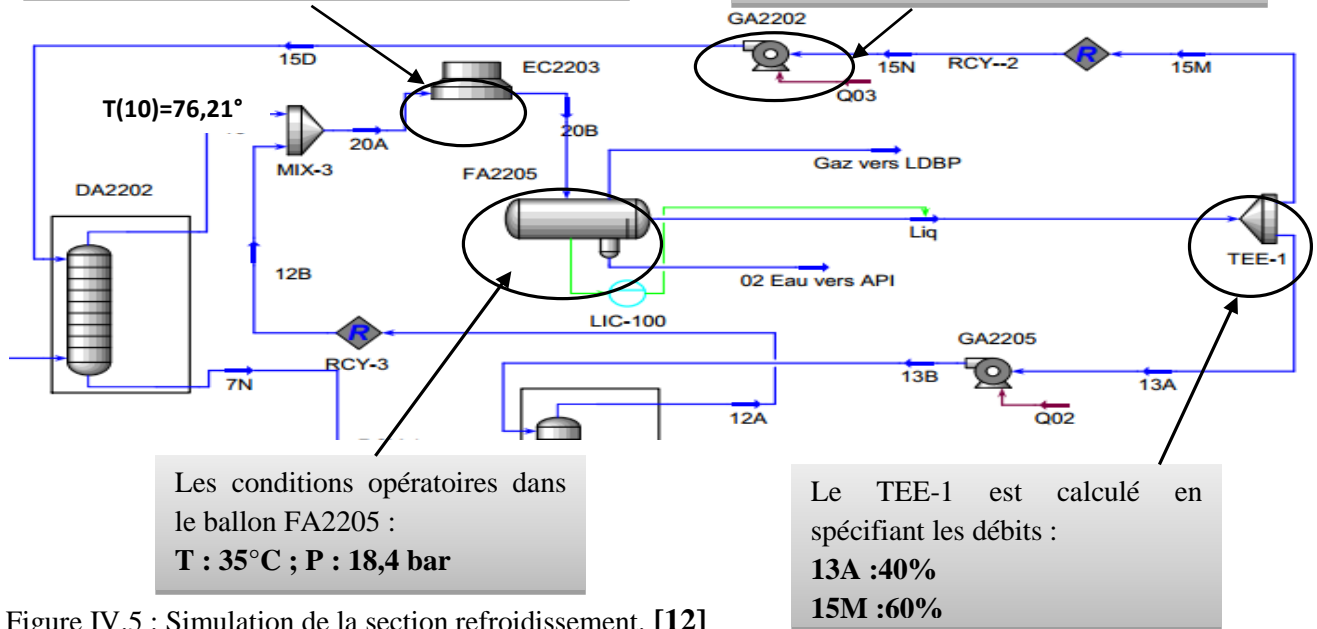
Figure IV.3 : Simulation de la colonne DA2201 [12]

Pour calculer la colonne DA2201, on fait une **estimation initiale du reflux** de tête.

IV.6.4 Simulation de la section de refroidissement

L'aéro-réfrigérant EC2203 est calculé avec les spécifications suivantes :
T (20B) : 35°C ; ΔP : 0.3 bar

Le calcul de la pompe GA2202 se fait avec les spécifications suivantes :
P (15D) : 22bar ; Rendement : 75 %



Les conditions opératoires dans le ballon FA2205 :
T : 35°C ; P : 18,4 bar

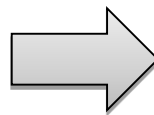
Le TEE-1 est calculé en spécifiant les débits :
13A : 40%
15M : 60%

Figure IV.5 : Simulation de la section refroidissement. [12]

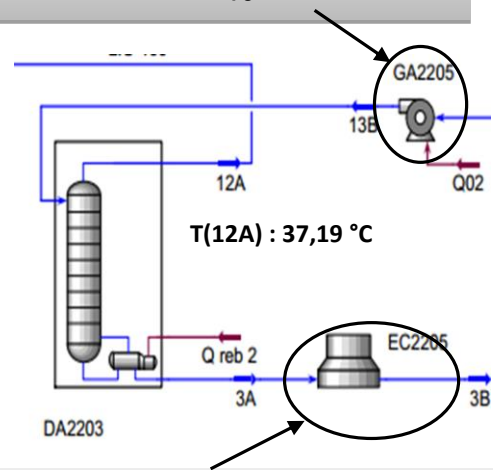
IV.6.6 Simulation de la colonne DA2203

Tableau IV.9: Données de la colonne DA2203[1]

Nbre de plateau	12
Pression au 1 ^{ère} plateau	19 bar
Pression au 10 ^{ème} plateau	19,3 bar
Efficacité	100%
Teneur en C2	< 1,5%



Les spécifications de la pompe GA2205 :
P (13B) : 22 bar
Rendement : 75%



Les spécifications de L'aéro-réfrigérant EC2205 :
T (3B) : 35 °C ; ΔP : 0.3 bar

Figure IV.6 : Simulation de la colonne DA2203 [12].

IV.6.7 Simulation de C5+ sortie du fond de DA2201

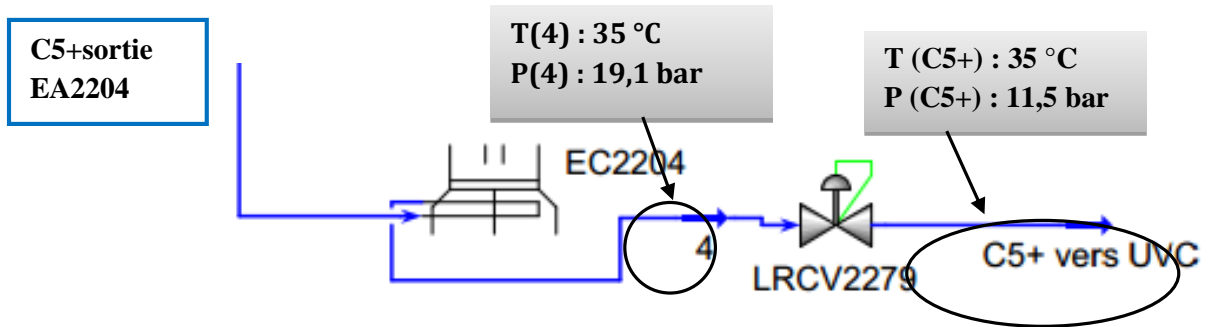


Figure IV.7 : Simulation de C5+ sortie de DA2201 [12].

IV.6.8 Simulation du C3C4 sortie du fond de DA2203

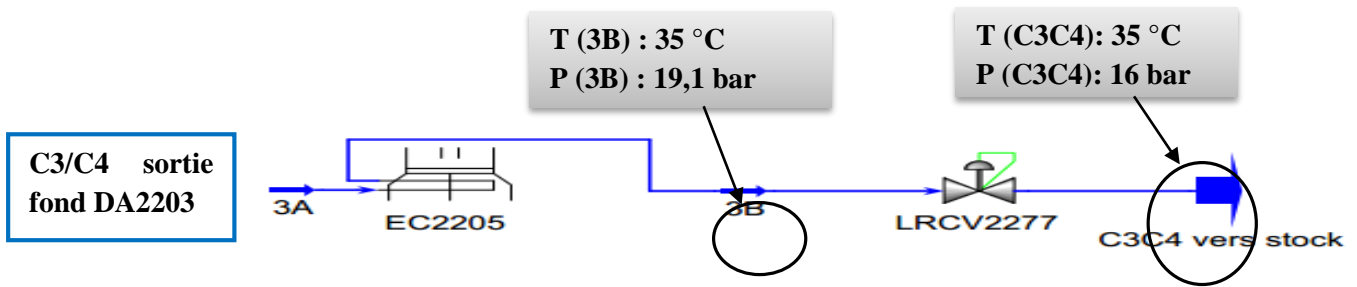


Figure IV.8 : Simulation de C3 C4 sortie du fond de DA2203 [12]

IV.7 Bilan matière général de la charge actuel de l'UFC

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

Tableau IV.10 : Propriétés et compositions de la charge et les produits [11]

		CHARGE	PRODUIT		
			C5+	GPL	GAZ Résiduel
Température °C		26	11,5	16	35
Pression bar		28	35,26	35	18,8
Débit masse tonne /j		339	117,2	194,4	18,98
Débit volume m ³ /j		588,3	185,3	348,9	45,59
Densité liquide à15°C kg/m ³		576,4	632,8	557,1	416,3
Poids moléculaire	kg/kmole	54,45	74,18	52,87	35,10
Débit Gaz	STD -M3/j	147200	37392	86112	12640,8
Débit d'eau purgé		8,47 m ³ /j		11104,8 STD_m ³ /j	
Composition Massique (%)	H2O	2,5	0,00	0,00	0,14
	N2	0,00	0,00	0,00	0,00
	CO2	0,00	0,00	0,00	0,00
	C1	0,1	0,00	0,00	1,73
	C2	3,01	0,00	0,07	53,05
	C3	17,57	0,00	27,75	29,47
	IC4	6,96	0,01	11,8	3,36
	NC4	35,47	0,55	60,36	12,22
	IC5	11,48	33,17	0,02	0,00
	NC5	16,9	48,89	0,00	0,00
	NC6	6,01	17,38	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

Conclusion 01 :

L'étude de la charge actuelle de l'UFC permet d'avoir une production en C₅₊ de **117.2 T/j**, et en GPL de **194,4 T/j**, cette production est assuré par le maintien des paramètres opératoires utilisé dans ce calcul tel que les températures de têtes et fonds des colonnes et dans le ballon de reflux, ainsi que les débit de reflux vers les colonnes DA2202 et DA2203.

IV.8 Bilan matières général de la nouvelle charge de l'UFC

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

Tableau IV.10: Propriétés et compositions de la charge et des produits. [11]

		LA CHARGE	PRODUIT		
			C5+	GPL	GAZ Résiduel
Température	°C	36,72	35,26	35,02	35
Pression	bar	20,6	11,5	16	18,8
Débit masse	tonne /j	885,3	303,3	538,3	35,10
Vol. liquide	m³/j	1544	479,4	971,2	84,69
Densité à 15°C	kg/m³	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 purgé		8,258 m ³ /j		10816,8	
Composition Massique (%)	H₂O	0,94	0,00	0,00	0,14
	N₂	0,00	0,00	0,00	0,00
	CO₂	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

Conclusion 02 :

- La nouvelle charge étudiée permet de produire **303.3 T/j** de C5+ et **538.3 T/j** GPL, cette production est conditionnée par :
- La stabilisation et la richesse de la charge (débit et composition).
- les d'aéro-réfrigérants ayant l'habileté d'assurer la température de refroidissement dans le ballon de reflux FA2205 (cas été).
- Les températures de rebouillages doivent être maintiens surtout au fond du rectificateur DA2203.

IV.9 Comparaison entre les résultats des deux charges de l'UFC

Tableau IV.12 : Comparaison de la production des deux charges.

Tonne/j		Charge actuelle	Nouvelle charge
Débit d'alimentation		339	885,3
Produit	C5+	117.2	303.3
	GPL	194.4	538.3
	C1C2	18.98	35.1

Conclusion 03 :

Les écarts dans les débits d'alimentations et des produits entre les deux charge montrent l'intérêt et le besoin d'améliorer la charge de l'UFC par l'acheminement des condensats de l'UTBS vers la dite unité.

Chapitre V : Dimensionnement des équipements

V.1 Dimensionnement d'un ballon séparateur

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, d'après ce qu'on a vue dans les types de ballons séparateurs du 2^{ème} chapitre, le ballon qui convient a notre étude est de type vertical. [4]

2. Principe de calcul

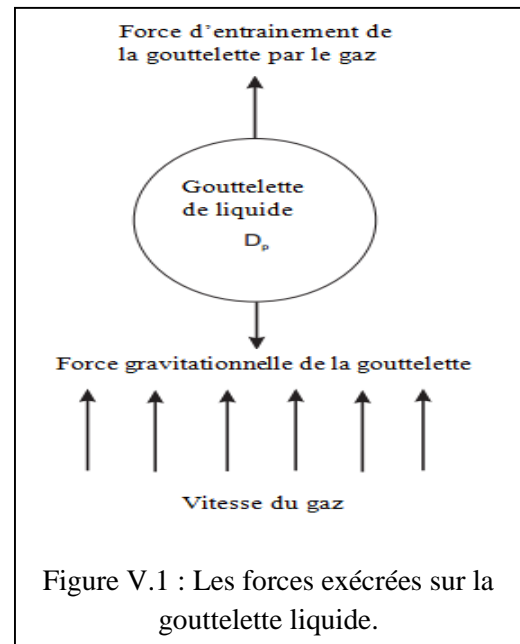
On calcule séparément les dimensions nécessaires pour assurer le débit gazeux et le débit liquide.

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.

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. [4]

3. Conditions initiale

Tableau V.1: Propriétés des flux sortis du ballon séparateur [11].

		Charge	Gaz	liquide
Débit masse	kg/h	36560	2548	34010
Débit volume A	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	6,5		

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

Soit :

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

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

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

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, cP

De l'éq IV-3 :

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

D'après la Figure : $C' = 1,45$

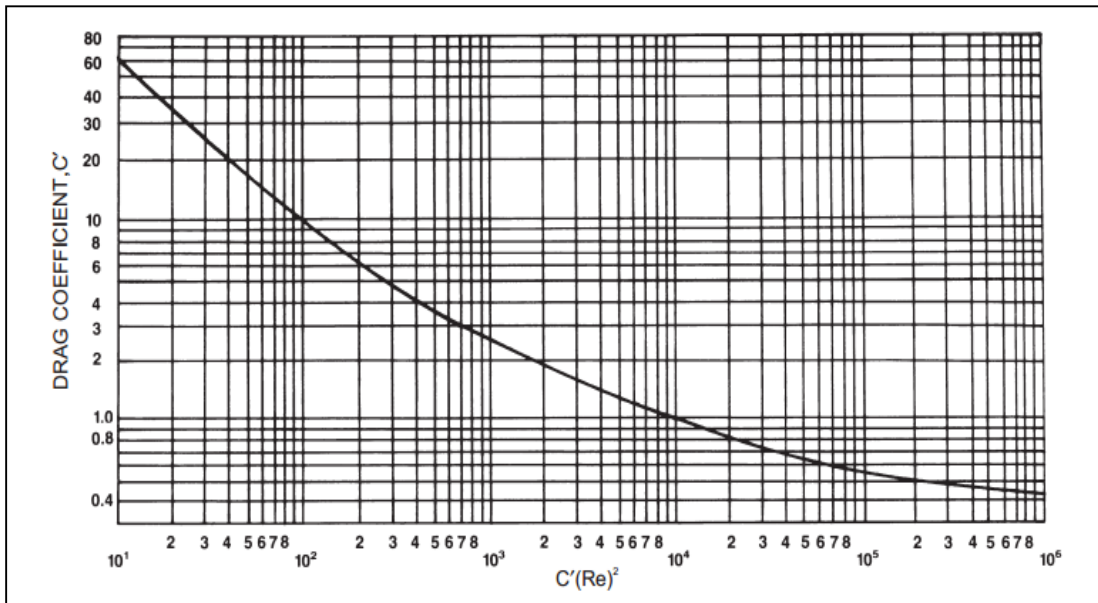


Figure V.2 : Coefficient d'entraînement d'une particule sphérique [6].

D'après l'Eq IV-1 :

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

5. Calcul du diamètre minimal de la section du gaz

On a :

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

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

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 $T_R = 3 \text{ min}$

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

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

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 : $L/D = 5$

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

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

On a :

$$L / D_v = 5 \quad \longrightarrow \quad \mathbf{L = 5,758 \text{ m}}$$

9. Calcul du volume total V_T du ballon séparateur : [4]

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

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

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

En a :

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

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

Le volume total du ballon séparateur est :

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

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

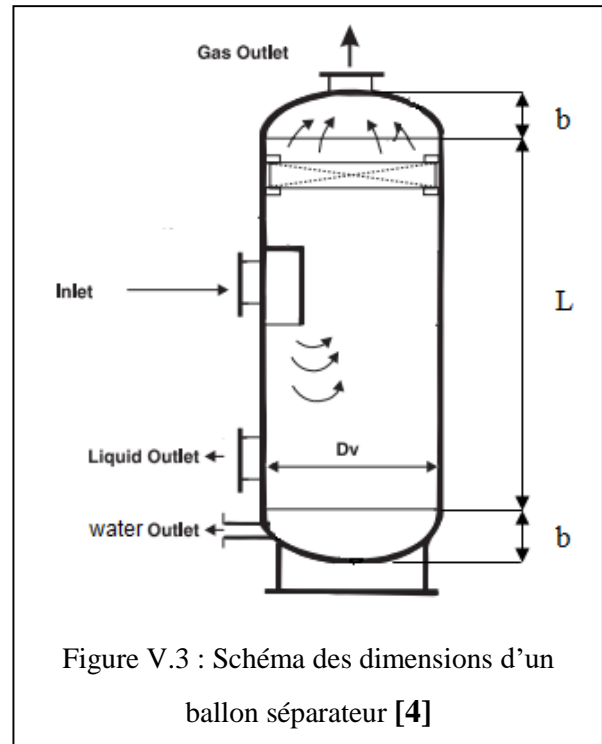


Figure V.3 : Schéma des dimensions d'un ballon séparateur [4]

11. Comparaison les résultats avec HYSYS :

Tableau V.2 : Comparaison les résultats avec HYSYS.

	Cas calculé	Hysys	Ecart
Diamètre (m)	1,151	1,219	0,068
Longueur (m)	6,333	6,706	0,373
Volume (m³)	6,586	7,828	1,242

Conclusion 04 :

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

V.2 Dimensionnement d'une pompe d'expédition

V.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. [4]

On distingue deux grandes catégories de pompes :

a. TURBO-POMPES

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

b. POMPES VOLUMETRIQUES

- Rotatives
- Alternatives

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

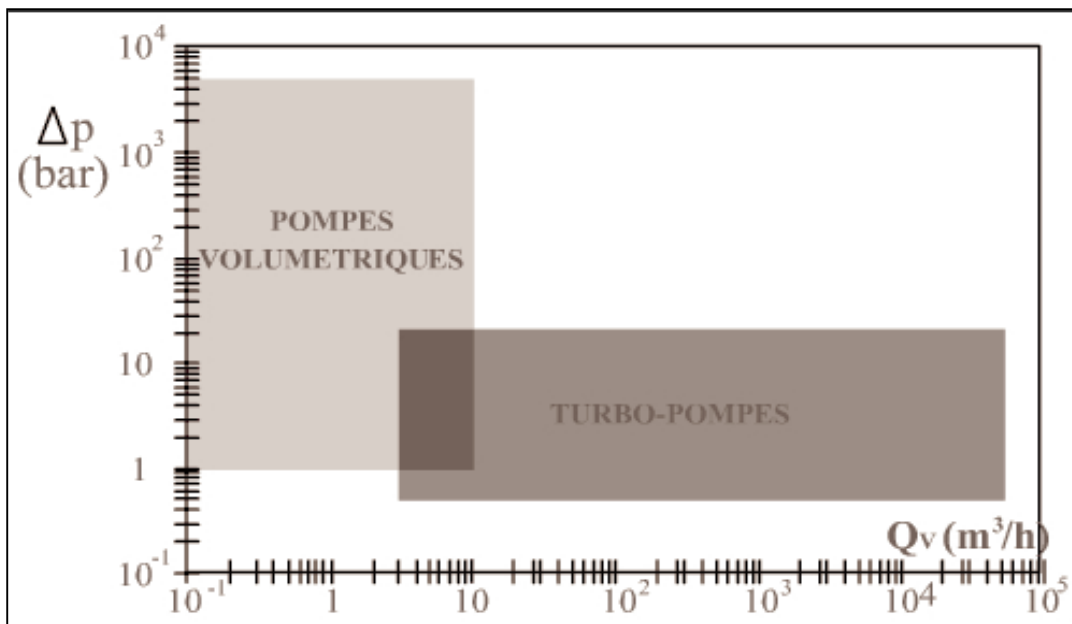


Figure V.4 : Champs d'application des pompes [4].

V.2.2 Procédures de calculs [4]

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

$$P_A = P_1 + \rho_L g H_1 - \Delta P$$

P_1 : Pression dans le ballon, bar

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

H_1 : 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

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 :

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

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 bar.

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 :

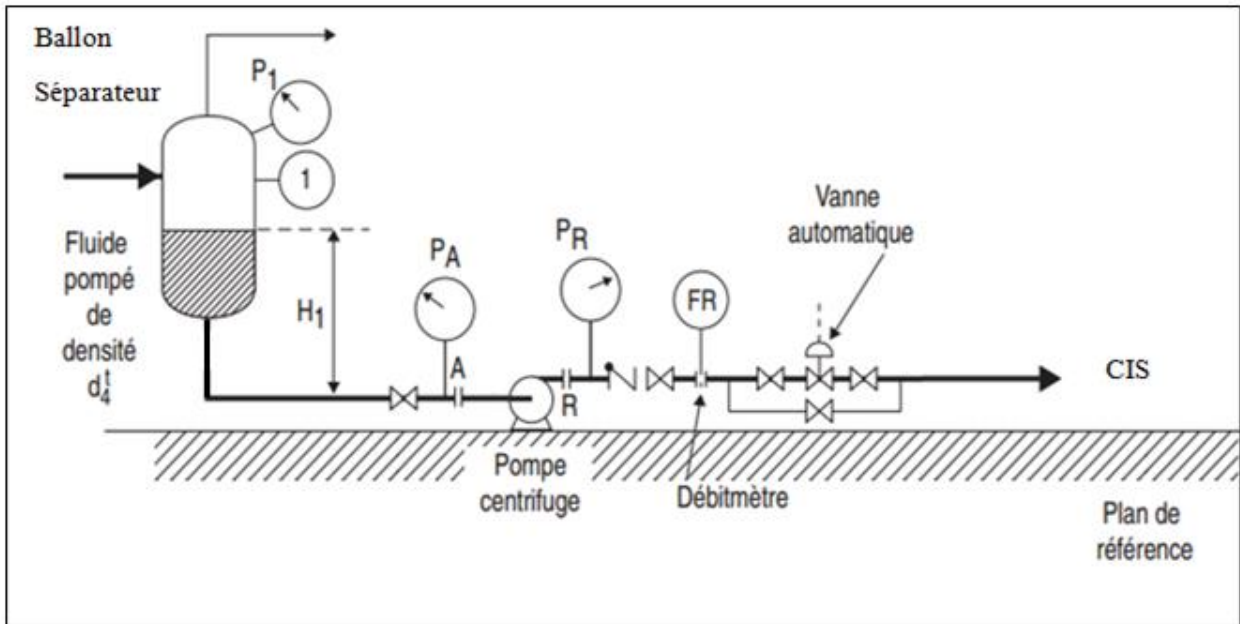


Figure V.5: Schéma de l'installation [4].

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 V.3: 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	6,5
Charge hydraulique	bar	0,064
Perte de charge (Δp)	bar	0
Pression totale d'aspiration P _a	bar	6,564
Condition de décharge (Refoulement)		
Pression terminale	bar	20,6
Pert de charge	bar	1,5
Pression totale de décharge	bar	22,1
Pression diff.	bar	15,536
Hauteur diff.	m	279,45
Efficacité et puissance de la pompe		
Pression d'asp. Total	bar	7,577
Tension de vapeur T _v	bar	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.

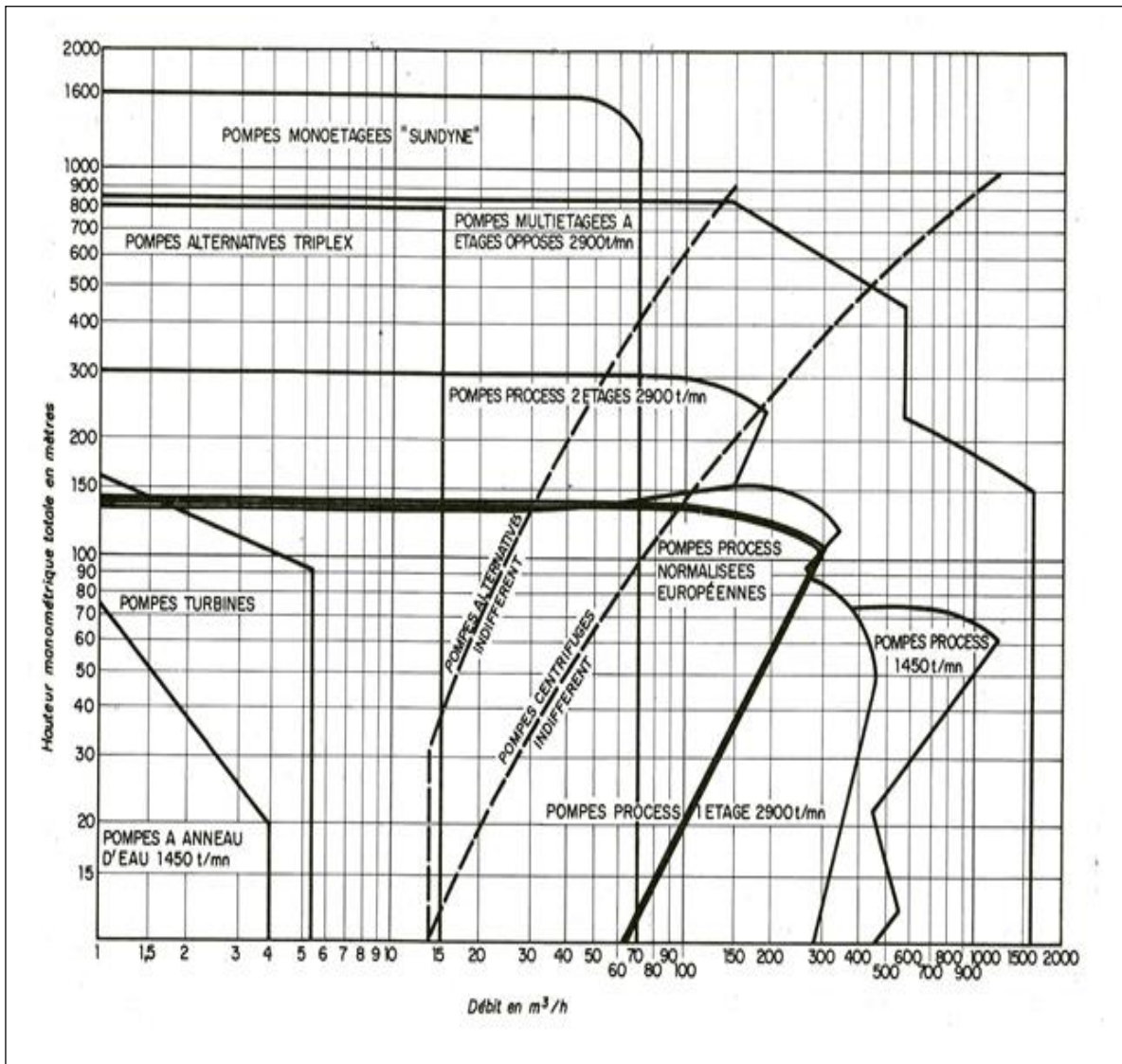


Figure V.6 : Diagramme de sélection des pompes [4]

Pour un débit de 60,01 m³/h et une hauteur manométrique totale de 289,73 m, la pompe qu'on peut choisir est de type : **POMPE PROCESS a deux ETAGES** avec une vitesse de rotation 2900 t /mn.

Chapitre VI : 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 ressèment posé prévenant du CIS qui sont collecté dans le manifold, puis l'huile subie divers traitement pour répondre à la norme exigée, en suite l'expédier vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra.

VI.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. [2]

VI.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 [2]

VI.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 le même arbre et avec une 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. [2]

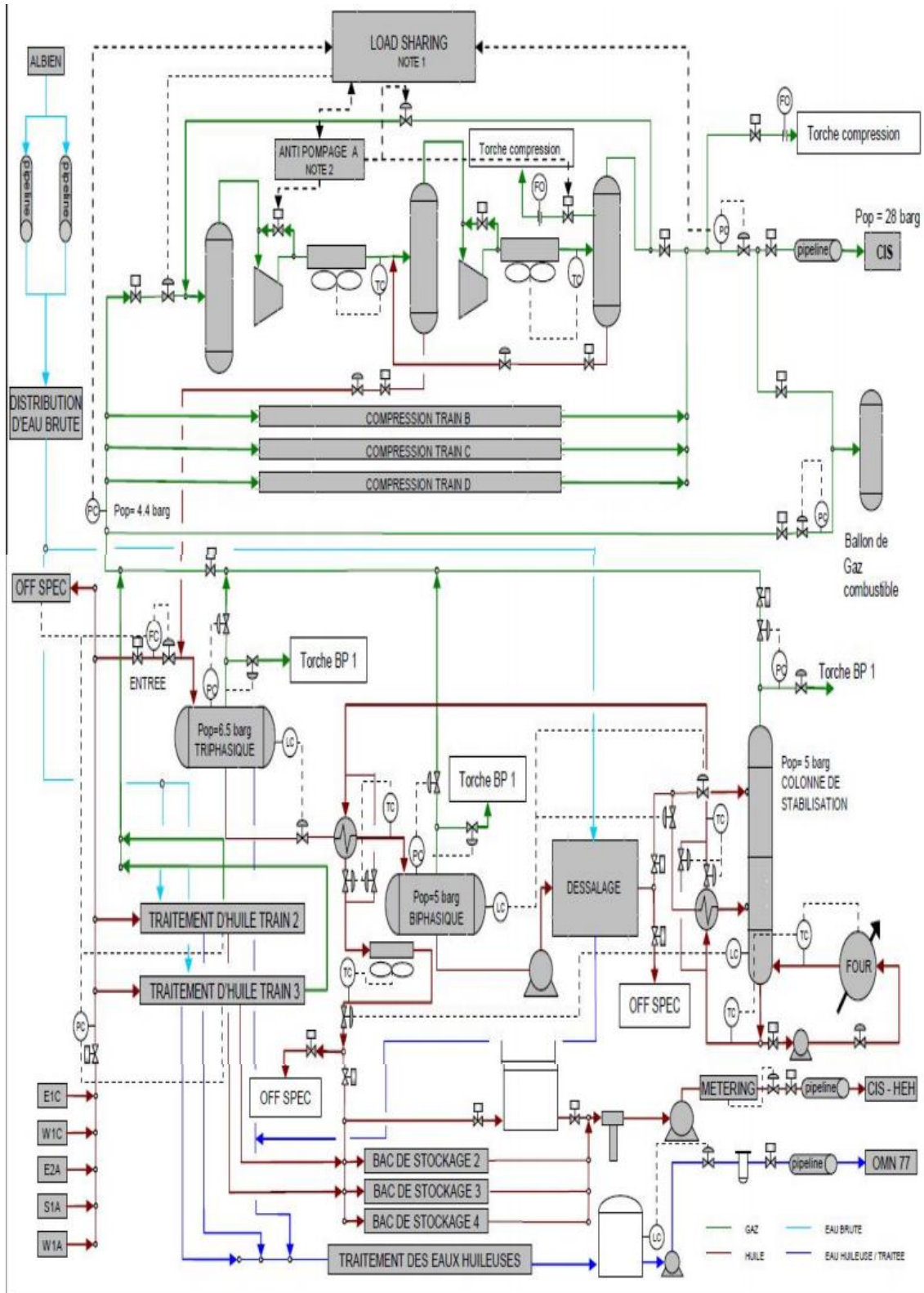


Figure VI.1 : Schéma générale des installations de l'UTBS [2]

VI.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 les débits des charges et des produits.

VI.4.1 Caractéristiques du brut non stabilisé de l'UTBS

Tableau VI.2 : Propriétés et compositions du brut non stabilisé [11]

		Brut non stabilisé
Température	°C	50
Pression	bar	13
Débit volumique	m³/j	10800
Composition Molaire (%)	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	

VI.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 récupéré lors de la compression.

VI.4.2.1 Caractéristiques du brut stabilisé

VI.4.2.1.1 Propriétés et composition du brut stabilisé

Tableau VI.3: Propriétés et compositions du brut stabilisé [11].

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Température	°C	40	40
Pression	bar	3,7	3,7
Débit massique	tonne /j	6558	6742
Débit volumique	m³/j	9243	9537
Densité à 15°C	kg/m3	0,7095	0,7069
P.M	g/mol	119,9	117,7
TVR	psi	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.

VI.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 :

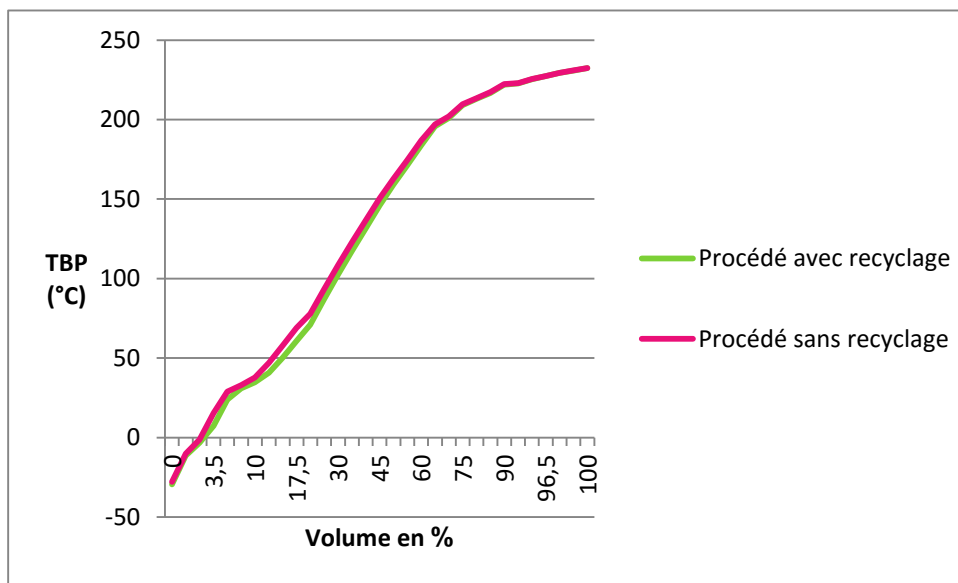


Figure VI.2 : Courbe de distillation TBP dans les deux procédés [6].

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.

VI.4.2.1.3 La densité instantanée du brut stabilisé

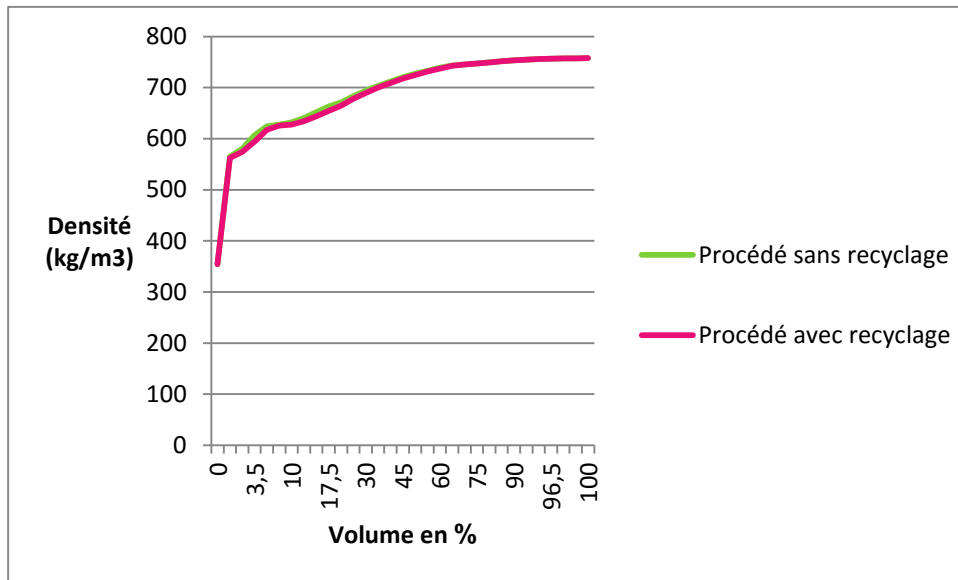


Figure VI.3 : Courbe de densité instantanée du brut stabilisé [6].

VI.4.2.1.4 Le poids moléculaire instantané du brut stabilisé

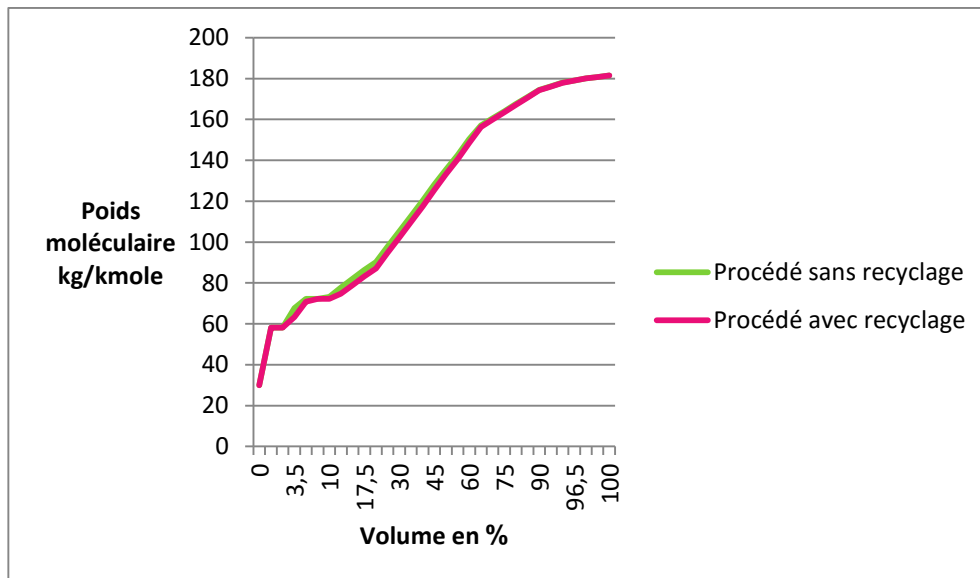


Figure VI.4 : Courbe de poids moléculaire instantané du brut stabilisé [6].

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 constat 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.

VI.4.2.1.5 Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé

Tableau VI.4 : Propriétés physico-chimiques du brut stabilisé [1].

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Nombre d'octane		35,8697	37,358
Indice de cétane		73,9	73,4425
Indice de réfraction		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.

VI.4.2.2 Propriétés du gaz flash expédie vers CIS

Tableau VI.5 : Propriétés du gaz flash expédie vers CIS [1]

		Procédés sans recyclage	Procédés avec recyclage
Température	°C	70	70
Pression	bar	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 (%)	H ₂ O	0,17	0,16
	N ₂	0,98	0,83
	CO ₂	2,49	2,19
	C ₁	6,21	5,35
	C ₂	25,18	23,36
	C ₃	41,57	45,43
	IC ₄	5,8	6,37
	NC ₄	11,78	12,4
	IC ₅	1,67	1,2
	NC ₅	3,64	2,42
	NC ₆	0,44	0,24
	NC ₇	0,07	0,03
	NC ₈	0,00	0,00
	NC ₉	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 expédie vers CIS.

VI.4.2.3 Comparaison les énergies de rebouillage et du compresseur

Tableau VI.5 : Comparaison de la consommation d'énergie entre les deux procédés [2].

	Procédé Sans Recyclage	Procédé Avec Recyclage	La Différence
Q_R Mkcal/j (Rebouilleur)	214,94	231,81	16,87
Q_C 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 aux recyclages des condensats dans les installations de l'UTBS, on peut éliminer cette perte d'énergie par l'application du procédé sans recyclage.

VI.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)

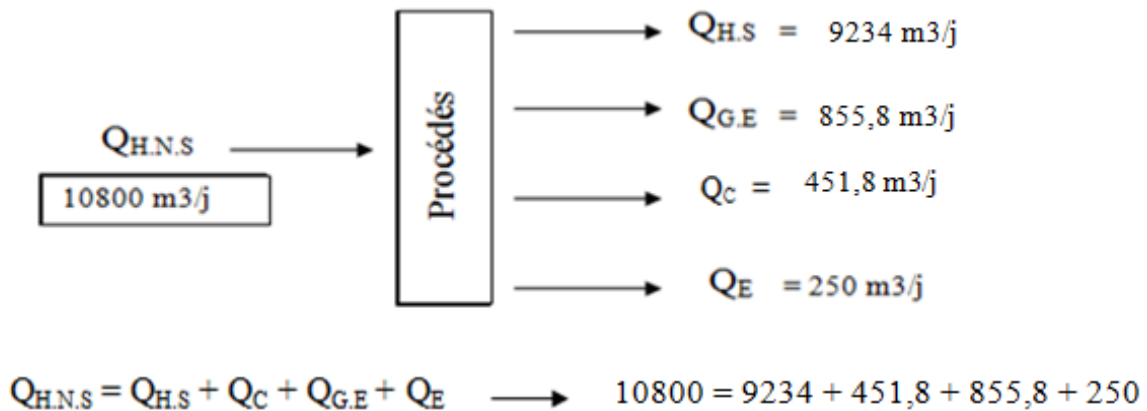
Q_{H.S} : Débit d'Huile stabilisé (m³/j)

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

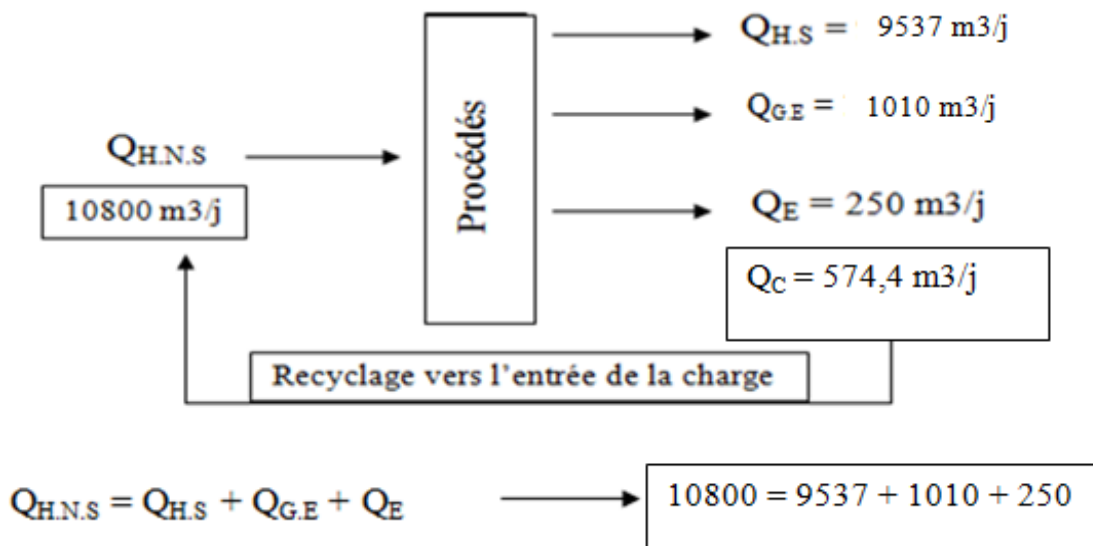
Q_C : Débit des Condensats récupérés (m³/j)

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

1. Procédés sans recyclage



2. Procédés avec recyclage



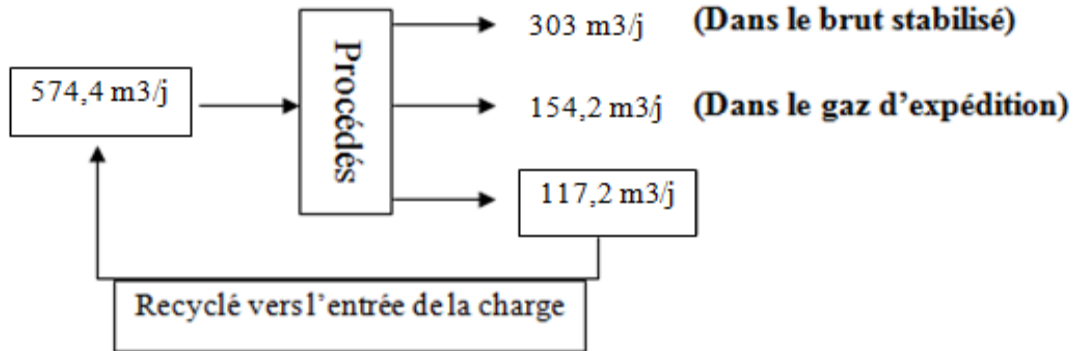
Interprétation :

✓ On constat que la quantité d'huile stabilisé est augmenter dans le procédé avec recyclage à **9537m3/j** par rapport à **9234m3/j** dans le procédés sans recyclage, cette différence est justifier par une perte d'environ de **303 m3/j** de condensat dans l'huile stabilisé, cette valeur est calculé pour un seul train de traitement.

✓ D'autre part, le débit du gaz expédie vers CIS a été augmenté dans le procédé avec recyclage à **1 010m3/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 expédie 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 un 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 expédie vers CIS.

Actuellement la production moyenne du condensat de l'UTBS peut atteindre à 1300 m³/j.

Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons effectué une étude pour la réhabilitation de l'unité UFC avec une proposition de réaliser une modification, dont l'objectif d'acheminer les condensats de l'UTBS vers l'UFC toutes ont suivants l'évolution des deux unités en matière qualité et quantité.

Les résultats de cette étude montrent la positivité d'expédition des condensats de l'UTBS vers CIS pour des raisons suivantes :

- Une légère diminution de la production de brut stabilisé d'environ 3% au niveau de l'UTBS, par contre la charge de l'UFC augmente jusqu'à 60% et par conséquent 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 l'UFC 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).

Finalement, On peut dire que la compensation de la charge de l'UFC par les condensats de l'UTBS permettra d'avoir :

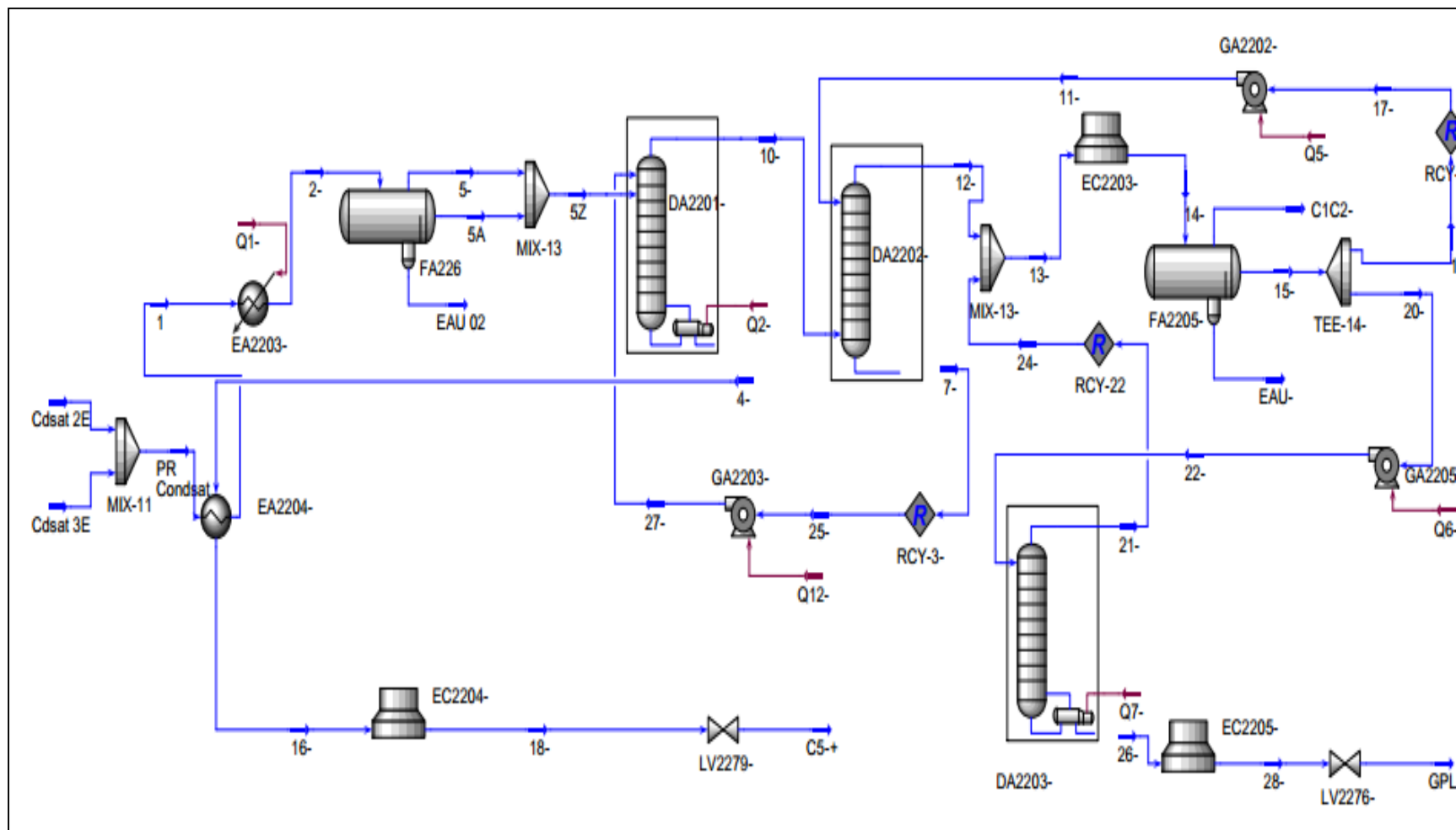
- Valorisation réelle des condensats produits de l'UTBS.
- Production importante en C5+ stabilisée ayant les caractéristiques de stockage et de l'expédition.
- Production importante en GPL ayant les spécifications de la commercialisation.
- Production de gaz résiduel riche en C3 et C4 pour alimenter les unités GPL1 et GPL2.

Les résultats obtenus représentent une prévision de la production de l'UFC dès la réception des condensats de l'UTBS.

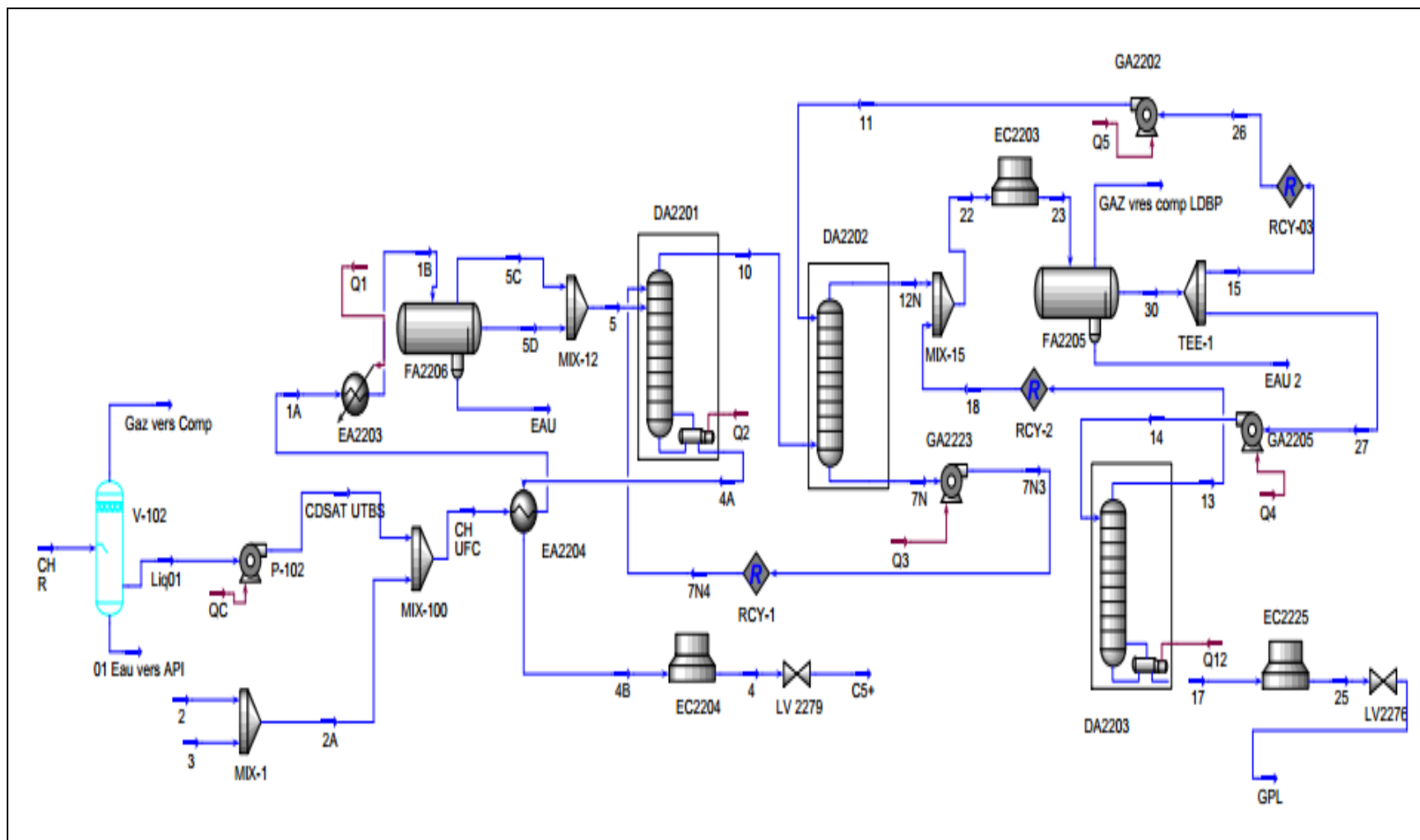
Bibliographie

- [1] Documents interne du service traitement sud, Complexe industriel sud (CIS), HMD.
- [2] Manuel Opérateur de l'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS).
- [3] Document JGC, Schéma de procédé de l'UFC(PFD), 2003.
- [4] Support de Formation TOTAL, 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, Raffinage et Génie chimique, TOME 1ET 2, deuxième édition, Edition Technip, Paris, 1972.
- [7] Document IFP, formation industrie, 2006.
- [8] GPSA, Engineering Data Book, 12th Edition (Electronic)-SI, Volume 1, 2004.
- [9] Document de navigation Aérienne de ENNA Edition 2015.
- [10] Documentation technique délivré par le CIS, HMD 2014.
- [11] Rapport des analyses-Laboratoires- Centre de Recherche et Développement CRD, 2015.
- [12] Simulator HYSYS Aspen Tech - 2006.

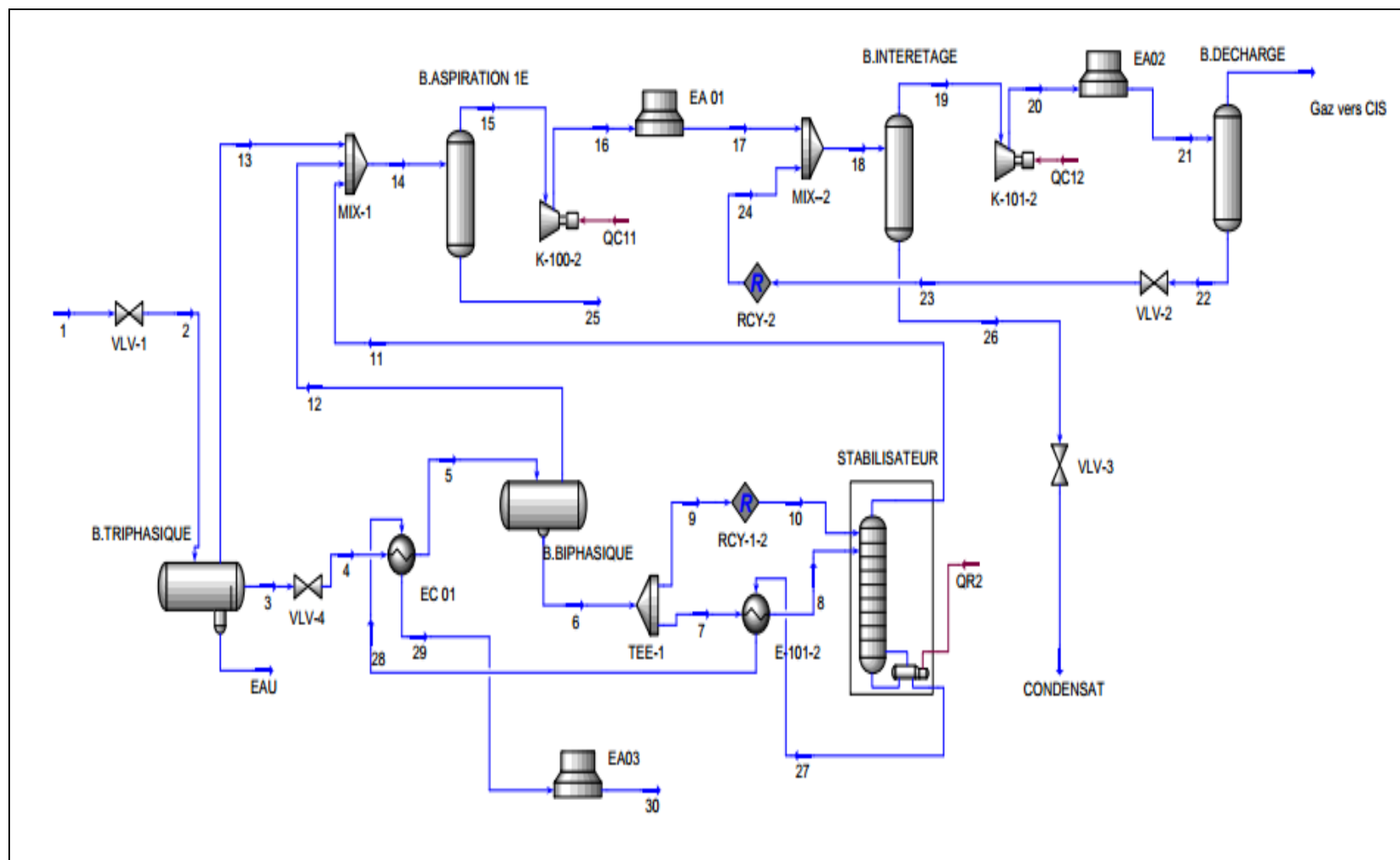
Annexe A : Simulation de la charge actuelle de l'UFC.



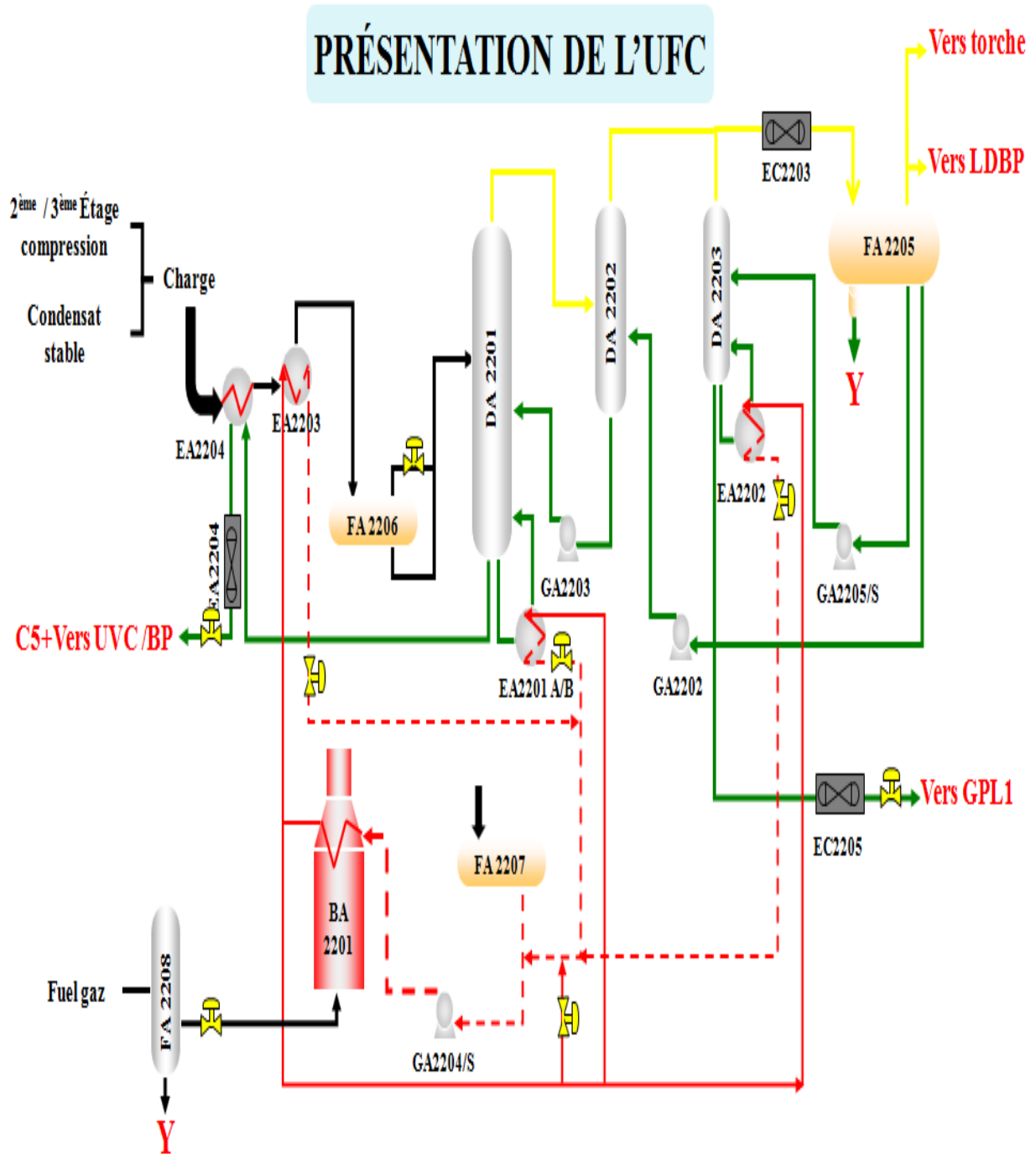
Annexe B : Simulation de la nouvelle charge de l'UFC.



Annexe C : Simulation du procédé sans recyclage des condensats.



Annexe E : Schéma du procédé de l'UFC



ABSTRACT

The UFC is the unit split stabilized condensate, LPG and gas C₁C₂. It was designed to handle a capacity of 2500 m³ / d condensate from compression units; currently, we get only an average amount of 588 m³ / day.

Otherwise, the UTBS is intended to stabilize and ship the oil to the storage center HEH.

We proposed shipment of condensate produced at the UTBS to UFC.

This study is to investigate the effect of condensate on the facilities and the production of stabilized crude and gas from UTBS with and without recycling.

Secondly, the shipment of condensates UTBS to CFU requires the installation of a separator tank and a shipping pump therefore a sizing calculation of such equipment will be required.

The results of this study show the shipping positivity condensates UTBS to UFC and we can say that the load compensation of the UFC by condensates UTBS will have a real product promotion condensate of UTBS.

RESUME

L'UFC qui est l'unité de fractionner du condensat stabilisé, GPL et de gaz C₁C₂. Elle a été conçu pour traiter une capacité de 2500 m³ /j de condensats provenant des unités de compressions ; Actuellement, nous récupérons uniquement une quantité moyenne de 588 m³/j.

Autrement, L'UTBS est destinée à stabiliser et expédier l'huile vers le centre de stockage HEH.

Nous avons proposé l'expédition des condensats produits à l'UTBS vers UFC.

Cette étude consiste à étudier l'effet des condensats sur les installations et la production du brut stabilisé et gaz de l'UTBS avec et sans recyclage.

D'autre part, l'expédition des condensats de l'UTBS vers UFC nécessite l'installation d'un ballon séparateur et une pompe d'expédition donc un calcul de dimensionnement de ces équipements sera nécessaire.

Les résultats de cette étude montrent la positivité d'expédition des condensats de l'UTBS vers UFC et on peut dire que la compensation de la charge de l'UFC par les condensats de l'UTBS permettra d'avoir une valorisation réelle des condensats produits de l'UTBS.

Mots clés :

CIS, CINA, ZCINA, HEH, RHM1, RHM2, UFC, GPL-1, GPL-2, UTBS, HYSYS, LPG, HMD, DA, EA, EC, GA, KA, OM1, W1C, W1A, W2A, S1A, E1C, E2A, LDHP, LDMP, LDBP, GAS FTS, GOR, TVR, BSW, FA, RD, NPSH, HMT, LRCV.