

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



**Université de
Ghardaïa**

ordre : 'N° d
N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département de Génie des procédés

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *Génie des procédés*

Spécialité : *Génie chimique*

Par : *ROUIDJI Amel*

ZEGUIEB Aicha

Thème

***Etude et dimensionnement d'un séparateur horizontal pour
la mise en service à l'unité de production de SONATRACH
a Oued noumer***

Soutenu publiquement le : 27/09/2020

Devant le jury :

RAACHE Imane	MCB	Univ. Ghardaïa	Président
TOUAITI Farid	MCB	Univ. Ghardaïa	Examineur
BENARIMA Zine el abidine	MAB	Univ. Ghardaïa	Examineur
FIHAKHIR Amine	MCB	Univ. Ghardaïa	Encadreur

Année universitaire 2019/2020



Dédicace

Je dédie ce modeste travail:

*A mes parents surtout l'être le plus cher de ma vie :
maman pour leur soutien et leur encouragement durant mes
études.*

A mes sœurs : Wafa, Nouara et fatiha

Ma grande mère fatima. et ma grand père bouhafs

A toute la famille rouidji et behissasurtout : les petites

Anfal, Islam, Abdllhay, Malak, Wajdan

A tous ceux que j'ai connu mais je les pas cité

*A tous les étudiants de génie de procédé surtout mon
spécialité génie chimie de promotion 2019-2020*

Amel



Dédicace

Merci à mon Dieu qui lui donne la patience, le raison et le courage pour compléter, ce travail soigneusement.

Avant tous, je dédie ce modeste travail à :

Mon adorable mère Om elkhir qui est toujours présente et continue de l'être pour faire mon

Bon *heur. Merci pour être sacrifiée pour que ces enfants grandissent et prospèrent.*

Mon père Ahmed pour ses encouragements incessants et son soutien moral aux moments difficiles

qui furent pour moi les meilleurs gages de réussite.

Mes très soeurs :

La plus amoureuse Halima, la plus gentille Khadidja, la sympathie Fatima.

Mes frères :

Mohamed; Elhachmi pour leur soutient, et l'entente qui a toujours régné entre nous.

Pour tous mes oncles et toute la famille ZEGAIEB ; BOUAMER surtout : le petit Adem

A la lumière de ma vie ma soeur:

Hayat ;hadjira

A tous les étudiants de génie de procédé surtout mon spécialité génie chimie de promotion 2019-2020

AICHA

REMERCIEMENTS

Avant tout, nous remercions notre Bon Dieu tout puissant de nous avoir accordé la force, le courage et les moyens afin de pouvoir réaliser ce travail.

Nous adressons notre remerciement à nos chers parents qu'on aime tant et sans lesquels on ne serait jamais arrivé là où on est.

Nous avons le plaisir d'exprimer notre gratitude à tous ceux qui nous ont accordé leurs confiances de nous intégrer dans la famille SONATRACH. Ainsi qu'à toutes les personnes qui nous ont aidés par leurs explications, leurs conseils et leurs encouragements de près ou de loin.

Nos vifs remerciements tous les enseignants de gène de procédé de université de Ghardaïa spécial l'encadreur Mr FIHAKHIR AmineMehdiet à tout le personnel de la direction d'OUED NOUMER, et en particulier celui du personnel de la division exploitation pour leur bon accueil ; citant le chef de service d'exploitation

Mr. BOUHAMIDA Slimane.

Mr.HAKEMLakhdar.

Mr.IHDENEMaatoub.

Melle.YAAKOBWafaa.

Mme. DRIS Zineb.

Melle.Rabiha KAB.

Espérant que nous visiterons la direction de Oued Noumer une notre fois inchaallah.

Table des matières

Table des matières

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer	4
I.1. Introduction	4
I.2. Situation géographique et historique	4
I.3. Gisements	5
I.4. Organigramme d'Oued Noumer	6
I.5. Généralités sur le champ	6
I.6. Description générale de l'usine	7
I.7. Procéder pétrolier au champ de OUED NOUMER.....	7
I.7.1. Unité de séparation des fluides (unité 20)	7
I.7.2. Unité de compression	9
I.7.3. Unité d'extraction GPL	11
I.8. Conclusion.....	19
Chapitre II : Généralités sur la Séparation.....	19
II.1. Introduction	19
II.2. Objectif de la séparation	19
II.2.1. Raison technique	19
II.2.2. Raison économiques	19
II.2.3. Raisons contrôle	20
II.3. But et conditions opératoires d'une séparation	20
II.4. Types de séparation.....	20
II.4.1. Séparation par flash.....	20
II.4.2. Séparation différentielle.....	21
II.5. Définition d'un séparateur	22
II.6. Principe de fonctionnement d'un séparateur.....	22
II.7. Constitution du séparateur	23
II.7.1. Section de séparation initiale	23
II.7.2. Section de séparation secondaire	23

II.7.3. Section de sédimentation	23
II.7.4. Section d'extraction	23
II.7.5. Section de collecte	24
II.8. Les Types De Séparateurs	24
II.8.1. Séparateur horizontal	24
II.8.2. Séparateurs verticaux	26
II.8.3. Séparateurs sphériques	27
II.9. Conclusion	30
Chapitre III : Dimensionnement du séparateur FWKO	30
3.1. Introduction.....	30
III.2. Free Water Knock Out (FWKO)	30
III.3. Principe de fonctionnement	32
III.3.1. Déflecteur d'entrée	32
III.3.2. Section de la collecte des liquides	33
III.3.3. Section de décantation par gravité (Demister).....	34
III.3.4. Section de l'extracteur de brouillard	35
III.3.5. Casse vortex.....	36
III.4. Problèmes de fonctionnement du séparateur	37
III.4.1. Dépôt de sable.....	37
III.4.2. Bouchage de l'extracteur de brouillard	38
III.4.3. Mousse	38
III.5. Transfert de liquide par la sortie du gaz	39
III.6. Transport de gaz par la sortie du liquide.....	39
III.7. Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux.....	39
III.7.1. Calcul du débit volumique de gaz	40
III.7.2. Calcul du débit volumique du liquide.....	40
III.7.3. Calcul la vitesse critique de gaz.....	41
III.7.4. Détermination la vitesse admissible	42

III.7.5. Calcul les volumes correspondant	42
III.7.6. Estimation L/D et calcule du diamètre du séparateur primaire	43
III.7.7. Calcul de la surface totale	43
III.7.8. Calcul de désengagement de gaz	44
III.7.9. Calcule d' l'aire de désengagement	44
III.7.10. Fixer la hauteur du niveau liquide bas	44
III.7.11. Calcul de la hauteur du déversoir	45
III.7.12. Calcul de la longueur pour le liquide L_2	45
III.7.13. Fixer l'interface à la hauteur	45
III.7.14. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd	45
III.7.15. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide léger	45
III.7.16. Calcul des vitesses de décantation	45
III.7.17. Calcul des temps de décantation	46
III.7.18. Calcul de la longueur minimale	46
III.7.19. Calcul de la longueur du séparateur	46
III.7.20. Calcul du temps de séparation des gouttelettes liquide de gaz	46
III.7.21. Calcul de la vitesse actuelle de gaz	46
III.7.22. Calcul de la longueur minimale nécessaire	46
III.8. Conclusion	48
Chapitre IV : Résultats et Discussions	47
IV.1. Introduction	47
IV.2. Évaluation des débits des différentes phases	47
IV.3. Données de base d'alimentation d'unités	47
IV.4. Choix du débit de dimensionnement	49
IV.5. Dimensionnement et paramètres des solutions proposées	49
IV.6. Application numérique	49
IV.6.1. Calcul du débit volumique de gaz	49
IV.6.2. Calcul du débit volumique du liquide	49

IV.6.3. Calcul la vitesse critique de gaz	50
IV.6.4. Détermination la vitesse admissible	50
IV.6.5. Calcul les volumes correspondant	50
IV.6.6. Estimation L/D et calcule du diamètre du séparateur primaire	50
IV.6.7. Calcul de diamètre de séparateur.....	51
IV.6.8. Calcul de la surface totale.....	51
IV.6.9. Fixer la hauteur du niveau bas liquide H_{LLL}	51
IV.6.10. Calcul de la hauteur de désengagement de gaz	51
IV.6.11. Calcul de surface de gaz	51
IV.6.12. Calcul de la hauteur du déversoir (Weir)	52
IV.6.13. Calcul de la longueur pour le liquide L_2	52
IV.6.14. Fixer l'interface à la hauteur:.....	52
IV.6.15. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd (l'eau) .	52
IV.6.16. Calcule la surface du compartiment occupé par le liquide léger (brut)..	52
IV.6.17. Calcul des vitesses de décantation.....	52
IV.6.18. Calcul des temps de décantation.....	52
Du liquide lourd de la phase du liquide léger	52
IV.6.19. Calcul de la longueur minimale L_1	53
IV.6.20. Calcul de la longueur du séparateur	53
IV.6.21. Calcul du temps de séparation du liquide de gaz.....	53
IV.6.22. Calcul de la vitesse actuelle de gaz	53
IV.6.23. Calcul de la longueur minimale nécessaire	53
IV.6.24. Calcul de rapport L/D	53
IV.7. Interprétation des résultats.....	53
IV.8. Les différents cas de fonctionnements	55
IV.8.1. Solution temporaire	57
IV.8.2. Solution permanente	57
IV.9. Conclusion.....	57

Liste des figures

Figure I.1 Situation Géographique d'Oued Noumer.....	5
Figure I.2 Organigramme d'Oued Noumer.....	6
Figure I.3 Séparation du brut.....	9
Figure I.4 Compression du gaz.....	10
Figure I.5 Pré-refroidissement du gaz.....	11
Figure I.6 Déshydratation de gaz.....	12
Figure I.7 récupération du GPL.....	13
Figure I.8 Ré-compressions du gaz sec.....	14
Figure I.9 Fractionnement de GPL.....	15
Figure I.10 Les sphères de stockage de GPL.....	15
Figure I.11 Circuit de l'huile thermique.....	17
Figure II.1 Séparation par flash.....	21
Figure II.2 Séparation différentielle.....	21
Figure II.1 Les Principe de la séparation.....	23
Figure II.2 Effet de projection contre une paroi.....	23
Figure II.3 Les différentes sections sur un séparateur.....	24
Figure II.4 Vue en coupe d'un séparateur horizontal.....	25
Figure II.5 Vue extérieure d'un séparateur vertical.....	27
Figure II.6 Schéma du séparateur sphérique.....	28
Figure III.1 Croissance de la couche d'eau avec le temps.....	30
Figure III.2 séparateur horizontal (FWKO).....	31
Figure III.3 Schéma d'un FWKO horizontal.....	32
Figure III.4 Schéma d'un FWKO vertical.....	32
Figure III.5 différents types de déflecteur.....	33
Figure III.6 déversoir.....	34
Figure III.7 Demister.....	35
Figure III.8 Un extracteur de brouillard à mailles métalliques typique.....	36
Figure III.9 Casse vortex.....	36
Figure III.10 Vue détaillée d'un séparateur horizontal.....	37
Figure III.12 problèmes de moussage.....	39
Figure III.13 Valeurs de K pour les séparateurs.....	41
Figure III.14 séparateur horizontal à deux phases.....	44
Figure IV.1 Schéma de raccordement du FWKO.....	55

Liste des tableaux

Tableau II.1 Avantages et inconvénients des différents types de séparateur.....	29
Tableau III.1 les temps du hold up et de surge	42
Tableau III.2 recommandation pour l'estimation du rapport L /D	43
Tableau III.3 conversion hauteur-aire.....	45
Tableau IV.1 Paramètres spécifiques des puits producteurs (marche normale)	47
Tableau IV.2 Paramètres spécifiques des puits producteurs (avec nouveaux puits).....	48
Tableau IV.3 Paramètres d'entrée du FWKO.....	49
Tableau IV.4 la hauteur du niveau liquide bas.....	51
Tableau IV.5 comparatif entre le cas design et le calculé.....	53
Tableau IV.6 comparatif des différents cas de fonctionnements proposés	56

Liste des abréviations

ONR : Oued Noumer.

ATK : Ait-Kheir.

MKD : Makouda.

SMZ : Sidi-Mezghiche.

DJF: Djorf.

GED: Glib Djemel.

TRF: Trifis.

LR1: Hassi R'mel.

FWKO: Free Water Knock Out.

MP : Moyenne pression.

BP : Base pression.

HP : Haut pression.

20 B 01/02/03/04 : Unité 20, ballon 01/02/03/04.

20 F 01A/B:Unité 20, four 01 A/B.

20 P 01A/B : Unité 20 pompe 01A/B.

R 1/2/3/4 : Les bacs de stockage.

PCV 2006 : Vanne de control de pression..

30 :L'unité de compression.

031 K01/ 031 K02 : Compresseur.

031 KG 01 : Une turbine à gaz.

31 A 01/02/03 : Les aéro réfrigérants.

GPL : Unité d'extraction (Gaz de pétrole liquide).

Qg: débit volumique de gaz.

W_v : débit massique de gaz.

ρ_v : masse volumique de gaz.

Q_{LL} : débit volumique du liquide De la phase légère.

Q_{HL} : débit volumique du liquide De la phase lourde.

W_{LL} : débit massique de la phase légère.

ρ_{LL} : masse volumique de la phase légère.

W_{HL} : débit massique de la phase lourde.

ρ_{LL} : masse volumique de la phase lourde.

U_T : la vitesse critique de gaz.

K_{SB} : Souders-Brown coefficient.

U_v : la vitesse admissible.

T_H : le temps de holdup.

V_H : volume de holdup.

T_s : le temps de surge.

V_s : volume du surge.

D : diamètre du séparateur primaire.

A_T : la surface totale.

H_v : hauteur de désengagement de gaz.

A_v : l'aire de désengagement.

H_{LL} : la hauteur du niveau liquide bas.

A_{LL} : l'aire du bas niveau liquide bas.

H_w : la hauteur du déversoir.

A_{HL} : la surface du compartiment occupé par le liquide lourd.

A_{LL} : la surface du compartiment occupé par le liquide léger.

U_{HL} : vitesses de décantation du liquide lourd de la phase liquide.

U_{LH} : vitesses de décantation du liquide léger de la phase liquide lourde.

D_p : diamètre des gouttelettes de la phase dispersée (micro).

μ_L : viscosité de la phase légère (Cp).

μ_H : viscosité de la phase lourde (Cp).

t_{HL}: temps de décantation du liquide lourd de la phase du liquide léger.

t_{LH}: temps de décantation du liquide léger de la phase du liquide lourd.

L₁: longueur minimale.

L: la longueur du séparateur.

U_{vA}: la vitesse actuelle de gaz.

L_{min}: la longueur minimale nécessaire.

L/D: rapport de calcul.

API12J: American national standards institute.

DST: Drill stem test (Test en course de forage).

TVR: tension de vapeur Reid [bar].

PSIA: Pounds per square inch absolute.

PSIG: Pounds per square inch gauge.

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le pétrole couvrirait 34,4 % des besoins en énergie primaire de la planète, le charbon 26,0 % et le gaz naturel 20,5 %. Les sources du pétrole et du gaz naturel peuvent être classées en deux grandes familles : les sources conventionnelles, et les sources non conventionnelles[1].

Les réservoirs pétro-gaziers, classés comme source conventionnelles sont des réservoirs de production classiques. Ils contiennent presque toujours, de l'huile, une certaine proportion de gaz naturel, dit gaz associé, et qui peut exister dans le réservoir à l'état gazeux ou dissous dans le pétrole. Et de l'eau salée est aussi présente dans le réservoir[1].

Au cours de la vie de la plus part des réservoirs, le pourcentage d'eau dans le fluide produit ne cesse d'augmenter, cette production d'eau représente un problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements pétroliers[1].

Elle est généralement responsable à la fois d'une diminution rapide de la productivité ou même la fermeture des puits et d'un accroissement des coûts opérationnels d'exploitation liés à la nécessité de traiter les effluents ainsi que des problèmes induits tels que la corrosion des équipements tubulaires ou les dépôts d'où l'obligation d'installer un F. W. K. O. qui purge l'eau libre en amont de l'unité de séparation et allège la charge de cette dernière afin d'améliorer la production et la durée de vie des installations[1].

La présence de l'eau dans l'unité de séparation génère de la corrosion des équipements, bouchage des conduites par présence des eaux salées, refroidissement des fours, un dégazage lent, et la dégradation de l'état des équipements annexes, l'intérêt essentiel que porte la séparation réside dans l'élimination de ces contraintes. Par conséquence l'augmentation de la durée de vie de l'installation et le respect des marges de la teneur en eau dans le pétrole lors de la commercialisation.

La séparation de l'eau et des sédiments dans des liquides hydrocarbures peut se révéler être un véritable défi. Pour obtenir des performances optimales de notre processus de séparation, nous avons besoin d'informations fiables sur tous les paramètres clés, tels que température, pression, niveau, débit.

La plupart des séparateurs horizontaux de pétrole sont équipés de commandes mécaniques de niveau et de densité. Les appareils mécaniques nécessitent beaucoup d'entretien et doivent être adaptés au pétrole produit.

Nous nous intéressons aux séparateurs gravitaires tri phasiques qui constituent les principaux processus de l'industrie pétrolière en amont et qui ont un impact économique important sur la qualité du pétrole produit.

Notre travail a pour objectif d'étudier la mise en service d'un séparateur horizontale de type FWKO dans l'unité de séparation, afin d'éliminer l'eau qui ne cesse d'augmenter en débit.

Dans ce travail et en premier lieu, on expose les champs de travail qui est l'unité de production de SONTRACH a Oued-Nomer on suite ca par des généralités sur les séparateurs et une description d'un séparateur à étudier FWKO. En deuxième lieu une méthode de dimensionnement d'un séparateur horizontal tri phasique, des débits actuels on vérifie les équipements de point de vu dimensionnement en comparant nos résultats avec ceux du constructeur, pour se faire nous avons rassemblé les données des tests potentiels relatives aux puits dans le but d'étudier la capacité d'un séparateur à recevoir et séparer les débits d'eaux et huiles actuel.

On termine ce travail, en incluant le raccordement des nouveaux puits en l'occurrence ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1.et les préparatifs à exécuter avant le démarrage et par des recommandations et des actions futures à prévoir.

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

Chapitre I : Présentation du champ de Oued Noumer

I.1. Introduction

L'Algérie est un des pays les plus riches au monde selon les potentiels des hydrocarbures. C'est un des pays incontournable de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEC) non seulement pour sa position géostratégique mais également pour la qualité et le type de ses produits. Plusieurs champs de gaz et de pétrole existent en Algérie. Nous citerons, entre autres, ceux de Hassi R'mel qui renferment respectivement d'importants gisements de gaz et de pétrole[2].

Après l'indépendance, l'état algérien a créé une entreprise pour le service pétrolier nommée Sonatrach a vu le jour et a pris en charge la production et la commercialisation des hydrocarbures, et elle a devenu la clé de voûte de l'économie algérienne[2].

Depuis le début des années 1990 dans le cadre d'une politique de valorisation maximale de ses ressources gazières, la société nationale Sonatrach a lancé un ambitieux programme de développement, en vue d'augmenter la contribution des GPL dans les exportations globales d'hydrocarbures et d'accroître ainsi les recettes en devises du pays[2].

L'un des champs qui ont bénéficié de ce programme est le champ de Oued Noumer, et cela a été concrétisé par la construction d'une nouvelle unité pour produire du gaz pétrolier liquéfier (GPL) à partir des gaz associés au pétrole stocké dans ce champ-là, cette unité a été mise en service en 1997[2].

I.2. Situation géographique et historique

Le site d'Oued Noumer est parmi les plus anciens sites pétroliers en Algérie, il a été découvert en 1969 par SONATRACH et mis en production 1972[3].

La direction d'Oued Noumer est située à 140 km au sud-est de champ gazier de Hassi R'mel et à 220 km au nord ouest du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Son siège administrative et sa base de vie sont installés à 5 km au nord de la route nationale 49, axe routière relie Ghardaïa à Ouargla et à environ 45 km de la ville de Ghardaïa et 20 km de la ville de Zelfana[3].

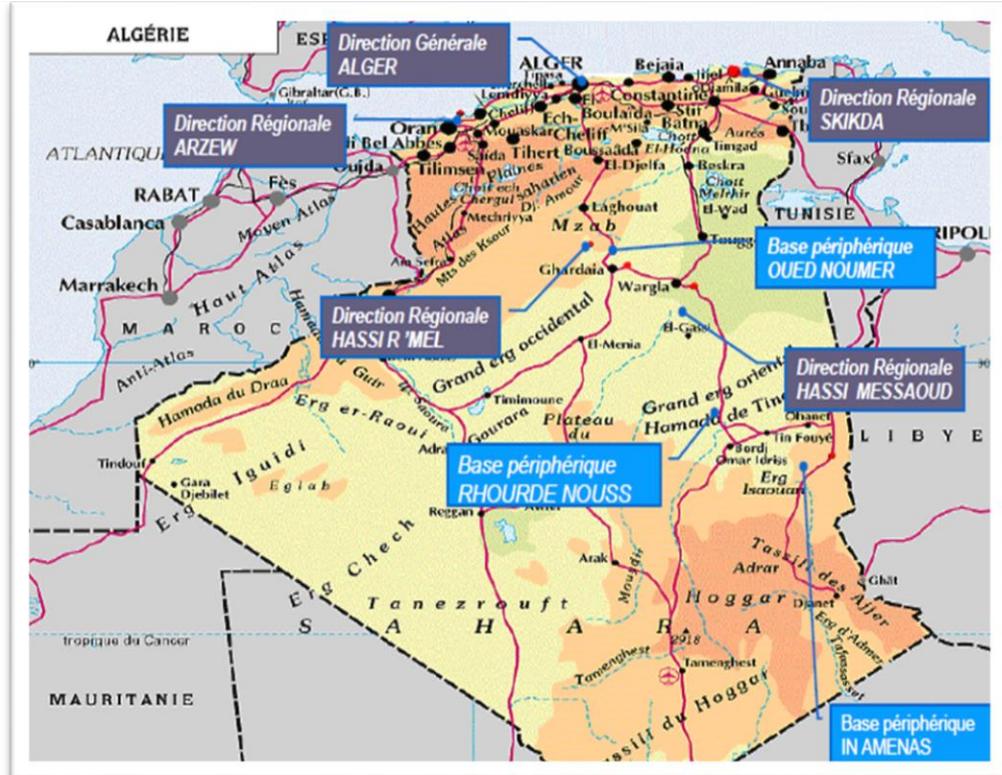


Figure I.1 Situation Géographique d'Oued Noumer[4].

Le champ d'oued Noumer a vécu plusieurs étapes avant d'être un chantier pétrolier important

- 1970 : Première unité de séparation de brut
- 1983 : Nouvelle unité de séparation de brut et de récupération des gaz
- 1972 : Première unité de séparation de brut (démarrage des champs ONR et ATK)
- 1986 : Nouvelle unité de séparation de brut et de récupération des gaz
- 1997 : Unité d'extraction de GPL

I.3. Gisements

Le champ de Oued-Noumer se compose de:

- Le gisement d'Oued Noumer (ONR)
- Le gisement d'Ait-Kheir (ATK)
- Le gisement de Makouda (MKD)
- Le gisement de Sidi-Mezghiche (SMZ)
- Le gisement de Djorf (DJF)
- Le gisement de GlibDjemel (GED)

- Le gisement deragbat el mhour(RMH)
- Le gisement dekebeur El Hadjaj (KHEN)
- Le gisement demedjebboukhellala (MBK)
- Le gisement dehaoud M'dahba (HDB)
- Le gisement demezdjar (MJR)[3].

I.4. Organigramme d'Oued Noumer

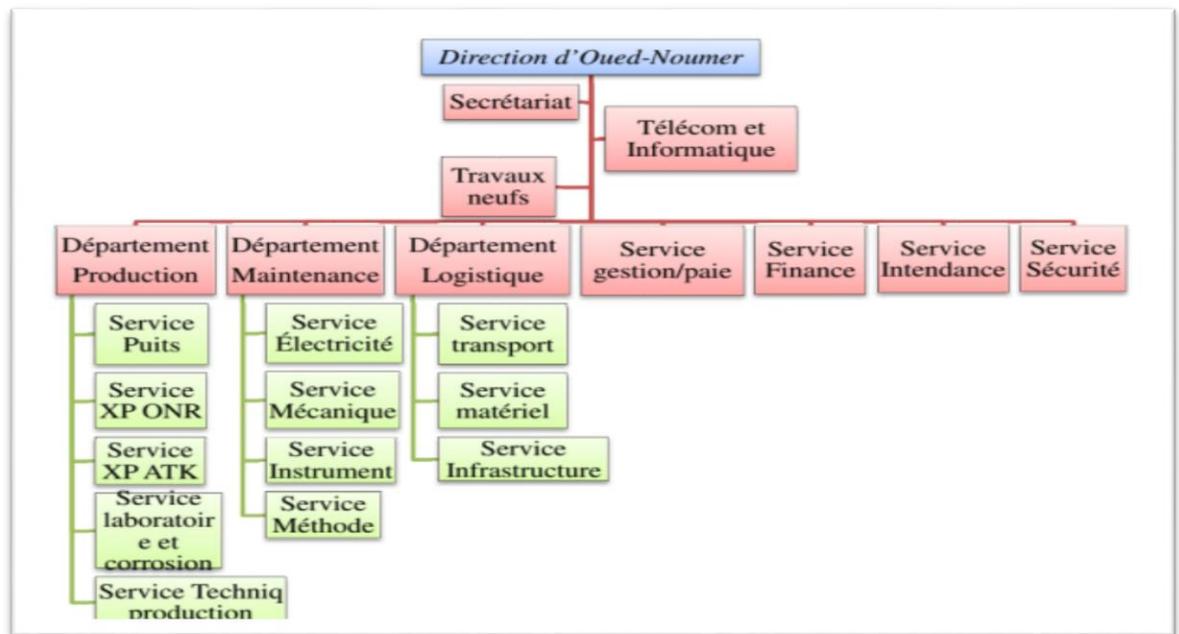


Figure I.2 Organigramme d'Oued Noumer[4].

I.5. Généralités sur le champ

Le champ d'Oued Noumer a une capacité de production de :

- Huile + condensat : 2750 tonnes/jour
- GPL : 240 tonnes/jour
- Gaz : 5000 10^3 St dm^3 /jour

L'installation d'Oued Noumer est caractérisée par :

- Superficie : 110 Km^2
- Formation : Trias Argilo-Gréseux
- Profondeur : 2750 m[3].

I.6. Description générale de l'usine

Le centre de production se compose de :

- Une unité de séparation de brut (unité 20), Un séparateur dessaleur FWKO (Free Water Knock Out), en 3 étages avec deux fours de stabilisations
- Quatre Bacs de stockage de brut de 5 000m³ chacun et 1 bac d'eau de dessalage de capacité 480m³
- cinq Pompes d'expédition de brut
- trois Trains de compression de gaz (type turbocompresseurs)
- une Unité de pré refroidissement et déshydratation avec tamis moléculaire (unité100)
- une Unité de récupération de GPL (unité 200)
- deux Sphères de stockage de GPL de 530m³ chacune (unité 500)
- Unité 600 d'huile thermique.
- Unité d'injection de méthanol (unité 700)
- Deux Unités : air instrument +air de service
- Unité de production d'azote (unité 800)
- Deux Générateurs d'électricité de 1000 KVA chacun (unité 900)
- Des lignes de transport de produit :

Une Gazoduc 20'' (ONR→pipe 48'') de 11.5 km

Une Gazoduc 16'' (ONR→SC/ATK) de 15 km

Une Oléoduc 12'' (ONR→pipe 28'') de 12 km

Une Oléoduc 8'' (ONR→LR1) de 12 km[3].

I.7. Procéder pétrolier au champ de OUED NOUMER

I.7.1. Unité de séparation des fluides (unité 20)

Cette unité a pour but de collecter les effluents gaz et/ou huile provenant de différents centres de production (ATK, ONR, MKD) ; l'unité aussi séparer le gaz de l'huile brute ainsi que stabiliser l'huile pour réaliser le dégazage dans les bacs de stockage ;permettre la mise à la torche des gaz à haute pression provenant d'ATK et du séparateur de brut à haute pression lors de l'arrêt des unités de compression[5].

I.7.1.1. Description de procès

Le brut provenant des puits producteurs d'ONR, passe par le manifold pour pénétrer dans le ballon séparateur vertical 20 B 01 tri-phasique (gaz, huile, eau), à une pression de

12.8 bars et une température de 34°C. Le ballon 20 B 01 résulte 3 effluents : l'eau de gisement décante au fond est évacuée vers le borbier, le gaz HP est envoyé du sommet vers la section de compression et l'huile est récupérée puis réuni avec l'huile brute provenant de ATK, avec une pression d'environ de 4.5 bars, pour passer dans le four de stabilisation 20 F 01A/B (50°C), après injection d'eau douce à l'arrivée des puits ONR (manifold) et juste avant le four. Ce dernier a pour but d'éliminer les sels contenus dans le brut, car sa présence peut provoquer des dégâts notables, tel que le bouchage des tubes des fours, la corrosion des parois...etc.[5].

Cette injection est assurée au moyen des pompes 20 P 01,02A/B sous pression avec un débit réglé manuellement. Le mélange de brut réchauffé dans le four et le condensât récupéré dans la section du GPL alimentent le 2^{ème} étage de séparation qui s'effectue à l'aide d'un séparateur à moyenne pression 20 B 03 ; ce ballon horizontal opère à **3.5** bars et **35°C**. Au sommet est récupéré le gaz MP[5].

Au fond, l'eau salée est évacuée vers le borbier ; l'huile est envoyée vers le 3^{ème} étage de la séparation dans le ballon horizontal 20 B 04 qui est placé à un niveau plus haut que le séparateur 20 B 03 pour assurer une bonne décantation. L'huile est transférée par gravité vers les bacs de stockage R 1/2/3/4(à toit fixes), ou elle est stockée et maintenue pendant un temps régulier (8heures) pour la décantation et le dégazage, avant de l'expédier à l'aide des pompes BJ 1/2 ou 60 P 04 A/B/C vers la station de pompage de Hassi R'mel[5].

L'eau salée est évacuée vers le borbier par un système de régulation de niveau. Le gaz brut venant du centre de production ATK alimente le ballon 20 B 02 opérant à une pression de 22 bars afin d'éliminer les liquides du fond du ballon. Le gaz sort par la partie supérieure par une vanne de réglage PCV2006 pour subir une détente afin d'obtenir une pression proche du ballon 20 B 01 (12.8 bars). Le mélange est envoyé vers l'unité de compression[5].

Le gaz récupéré des ballons (20 B 01 et 20 B 02 à une pression de 12.8 bars), du ballon (20 B 03 ; MP à une pression de 3.6 bars) et de celui du (20 B 04 ; BP à une pression de 1.6 bars) est envoyé vers l'unité de compression[5].

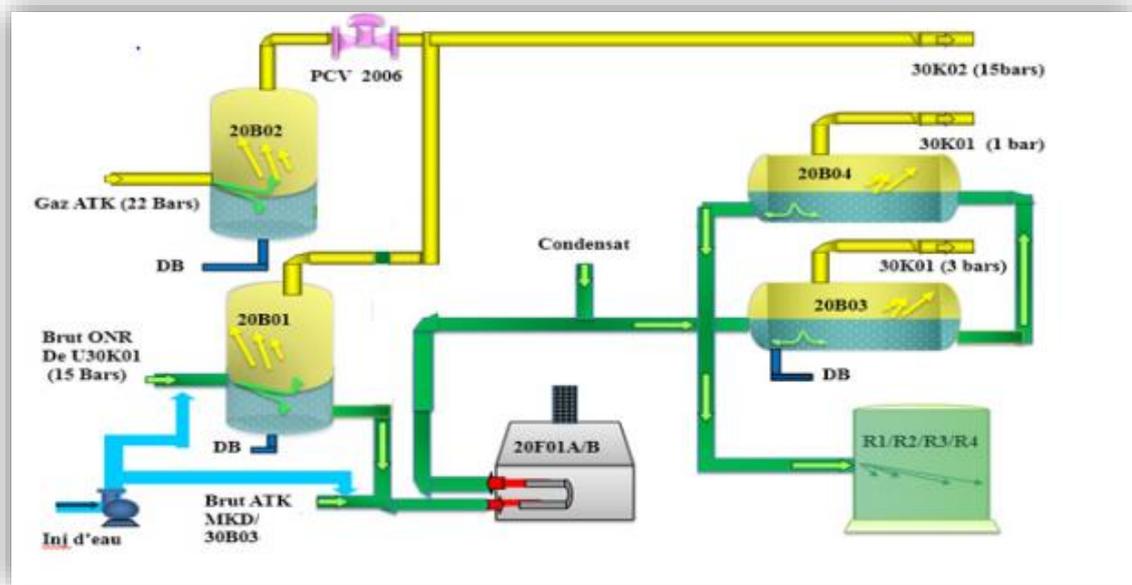


Figure I.3 Séparation du brut[4]

I.7.2. Unité de compression

L'unité de compression a pour but d'augmenter la pression des gaz effluents pour assurer le fonctionnement de l'unité GPL[6].

I.7.2.1. Description de procès

L'unité de compression a pour objet d'augmenter la pression des gaz effluents pour assurer le fonctionnement de la section de fractionnement[6].

Le gaz BP venant du 20 B 04 alimente le ballon 31 B 01 ($P=1.6$ bars et $T=30^{\circ}\text{C}$) pour protéger l'aspiration du compresseur de toutes éventuelles particules liquides et solides, qui sont envoyées vers le bourbier après leurs accumulation[6].

Le gaz sort du ballon 31 B 01 pour être aspiré au 1^{er} étage du compresseur 31 K 01 et subir une compression de 1.6 bars à une pression de 3.6 bars, ou il se mélange avec le gaz MP provenant de 20 B 03 qui est aspiré par le 2^{ème} étage du même compresseur 31 K 01 ($P=3.6$ bars et $T=30^{\circ}\text{C}$) après avoir été passé par le piège à liquide 31 B 02 où sont piégés les particules liquides et solides qui seront purgées vers le bourbier. Le gaz sort à une pression de 12.8 bars du compresseur passant par les aéro réfrigérants 31 A 01 où sa température est abaissée de 80°C à 39°C [6].

Une partie du gaz de refoulement est dirigée avant le refroidissement (31 A 01) vers le recyclage anti-pompage pour protéger les compresseurs ; Le gaz HP provenant des ballons 20 B 01 et 20 B 02 (gaz venant d'ATK et d'ONR) sont collectés en aval de la vanne PCV 2006 du 20 B 02 pour avoir la même pression du gaz du 20 B 01 (12.8 bars), ce gaz arrive dans le séparateur filtre 31 B 03 (P=12.8 bars) où les particules liquides et solides ayant pu être entraînées sont éliminées puis évacuées sous contrôle de niveau vers le bourbier. Le gaz qui sort du 31 B 03 est admis à l'aspiration du 1^{er} étage de 31 K 02. Le compresseur refoule le gaz à une pression de 43 bars et une température de 100°C, puis passe par les aéro réfrigérants 31A 01/02 où sa température est abaissée à 52°C[6].

Le gaz introduit dans le ballon 31 B 04 traverse le piège à liquide où sont retenues les particules liquides et solides, ces particules sont dirigées sous contrôle de niveau vers le séparateur 20 B 01. Un système anti-pompage est mis en place pour protéger le 2^{ème} étage du compresseur[6].

Le gaz qui sort du 31 B 04 est admis à l'aspiration 2^{ème} étage du compresseur 31 K 02 pour le refouler à une pression de 95 bars et une température de 140°C, puis passe par les aéro réfrigérants 31A 03 où sa température est abaissée à 52°C. Ce gaz comprimé se dirige vers l'unité de GPL[6].

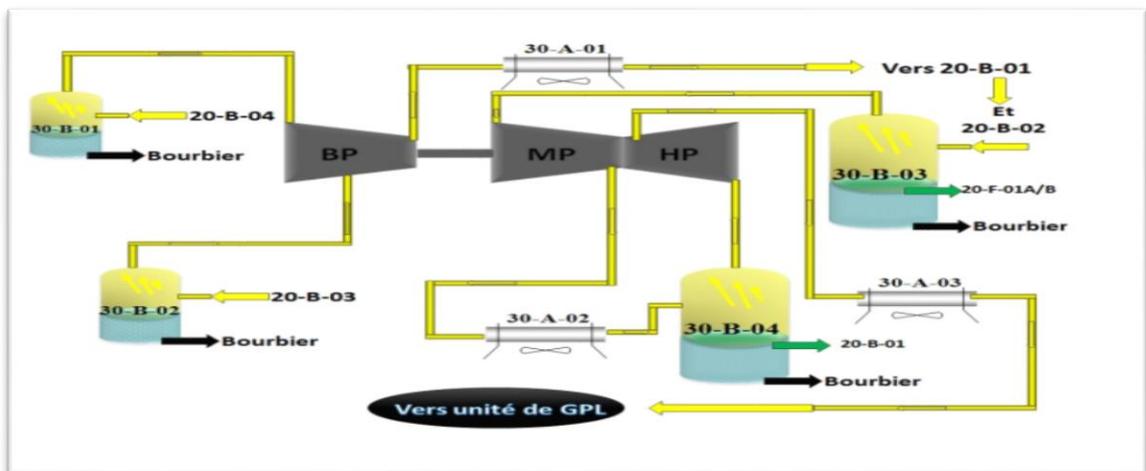


Figure I.4 Compression du gaz[4].

I.7.3. Unité d'extraction GPL

Production de GPL, condensat, de gaz traité et un courant gazeux de recyclage[7].

I.7.3.1. Unité de pré refroidissement et déshydratation (unité 100)

Le but de cette unité est de sécher le gaz de procédé et de contrôler la pression et la température à l'entrée de l'unité[7].

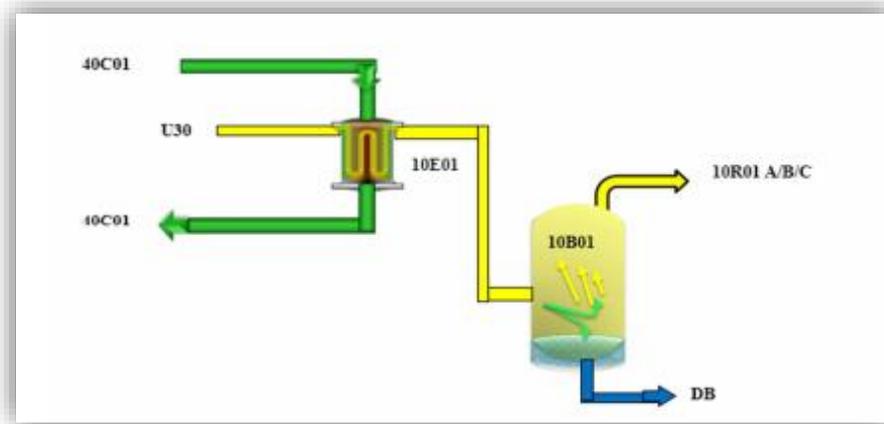


Figure I.5 Pré-refroidissement du gaz[4].

Le gaz provenant de la section de compression alimente l'unité d'extraction de GPL à la pression de 95 bars et à la température de 52°C. On obtient du GPL, du condensat, du gaz traité et un courant gazeux de recyclage[7].

Le gaz comprimé dans l'unité de compression se dirige vers le ballon 10 B 01 passant par l'échangeur 10 E 01 pour être refroidi à une température de 45 C°, l'eau décantée est écoulee vers le borbier. Le gaz est ensuite envoyé aux trois déshydrateurs (réacteur, adsorbteur) (10 R/01/A/B/C) à tamis moléculaires pour adsorbé l'eau, cet tamis moléculaires situé entre deux support de bille céramique, ce dernier est pour but de répartir le gaz, (les gaz chaud pour la régénération et les gaz froid pour l'adsorption), deux en service et un en régénération fonctionnant avec un cycle de 06 heures d'absorption et 06 heures de régénération [7].

La régulation des tamis moléculaire se fait avec une partie des vapeurs de tête du déethaniseur 40 C 01. En cas de manque de ce gaz la régénération est obtenue en utilisant une partie du gaz sec prélevé à la sortie des tamis. Le gaz de régénération chaud est refroidi à 55°C dans l'aéro réfrigérant 10 A 01[7].

L'eau séparée du gaz dans le séparateur 10 B 02 est envoyée au bourbier. Le gaz sortant du séparateur 10 B 02 est mélangé aux vapeurs de tête du dééthaniseur et il est envoyé vers l'unité de compression existante[7].

Le gaz de procédé à la sortie des tamis est filtré afin d'éliminer les poussières éventuelles provoquées par la rupture des tamis. En cas de panne du compresseur de gaz traité ou de la turbine à gaz d'entraînement, leur régénération est assurée par le gaz prélevé en aval des dés hydrateurs qui assure la continuité de la mise en service de cette unité pour avoir le gaz dépourvue d'eau[7].

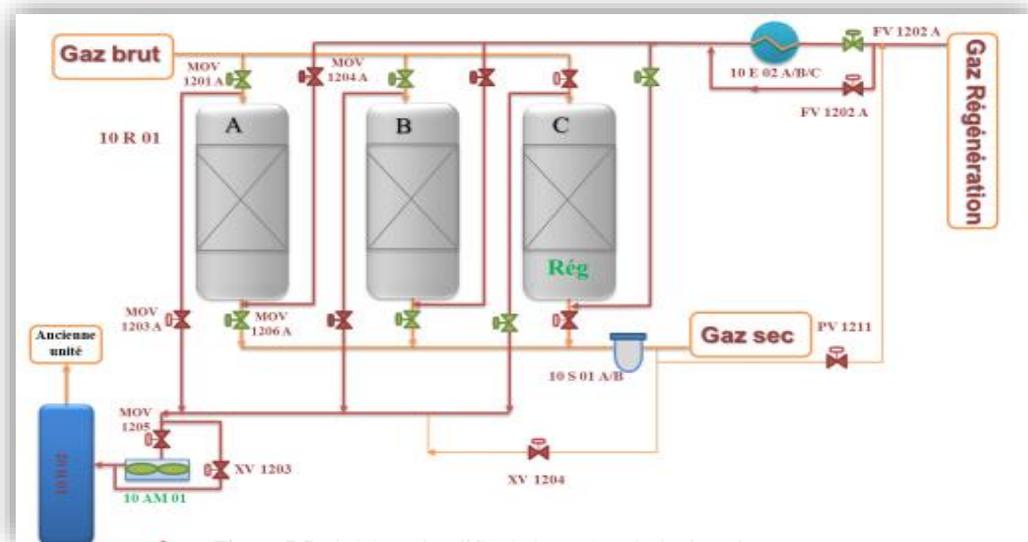


Figure I.6 Déshydratation de gaz[4].

I.7.3.2. Unité de refroidissement (Unité 200)

Le but de cette unité est de liquéfier une partie du gaz par le refroidissement et la détente au moyen de l'ex-penseur[7].

Le gaz sec provenant de l'unité 100 est réparti en deux courants dont l'un est refroidi par l'échangeur 20 E 01 par le gaz de tête du dééthaniseur 40 C 01, l'autre est refroidi par échange de chaleur avec le gaz traité provenant de l'échangeur 20 E 03. Les liquides sortant des séparateurs 20 B 08 et 20 B 06 sont envoyés directement au dééthaniseur. Tandis que le gaz provenant du 20 B 06 est envoyé au Turbo-Expander 20 KE 01 ou l'on obtient une réduction simultanée de pression (90 bars à -7°C à 35 bars à -40°C) ensuite. Puis alimente le séparateur 20 B 07 ou les liquides froids sortant de ce séparateur sont envoyés à la tête du dééthaniseur, via l'échangeur 40 E 03. Le gaz traité sortant du séparateur 20 B 07 est envoyé à la récupération du froid dans les échangeurs 20 E 03 et 20 E 02A/B, ensuite il est comprimé par le compresseur 20 K 01 (35 à 45 bars) entraîné par le Turbo-Expander 20 KE 01.

En cas d'arrêt de l'Expander, une vanne de détente (Joule-Thomson) en dérivation du Turbo-Expander est déclenchée afin de maintenir l'unité en service. Celle-ci doit assurer la détente de gaz ou la pression chute de 90 à 35 bar et la température de -7°C à -40°C , cette détente ne permet pas la bonne récupération du GPL comparant au turbo-expander[7].

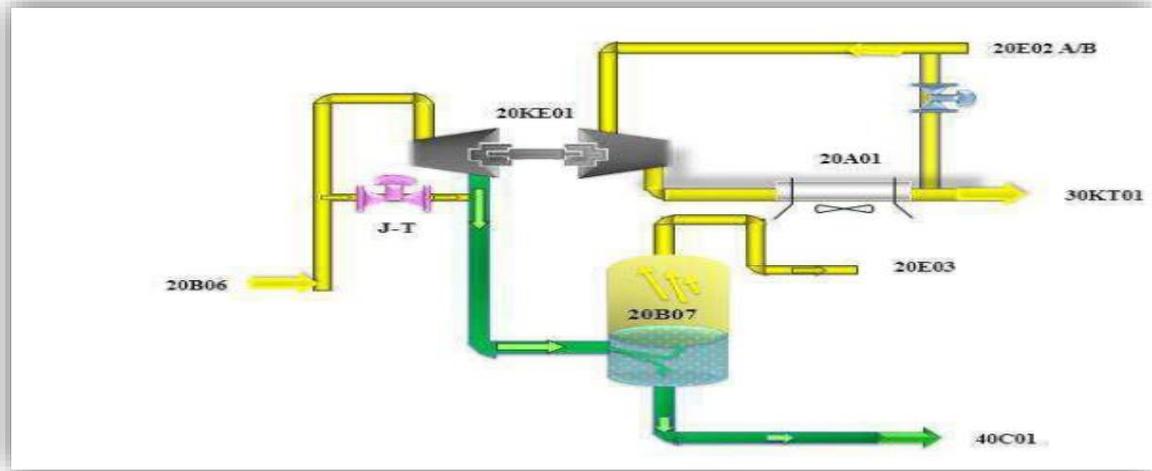


Figure I.7 récupération du GPL [4].

I.7.3.3. Unité de compression du gaz traité (Unité 300)

Le but de cette unité est de comprimer le gaz traité jusqu'à la pression de refoulement (~ 70 bars environ) et de le refroidir à une température inférieure à 60°C et enfin l'envoyer au gazoduc à ATK[7].

Le gaz traité sortant de l'unité 200 est envoyé au ballon d'aspiration 30 B 01 ensuite il est comprimé par le compresseur 30 K 01 ; entraîné par la turbine à gaz 30 KT 01 afin d'élever la pression du gaz traité de 45 jusqu'à 70 bars et ensuite l'envoyer au gazoduc GR1/2 48'' ou vers la station de la Réinjection à AIT-KHEIR après l'avoir refroidi au moyen des aéro réfrigérants à des températures inférieures à 60°C [7].

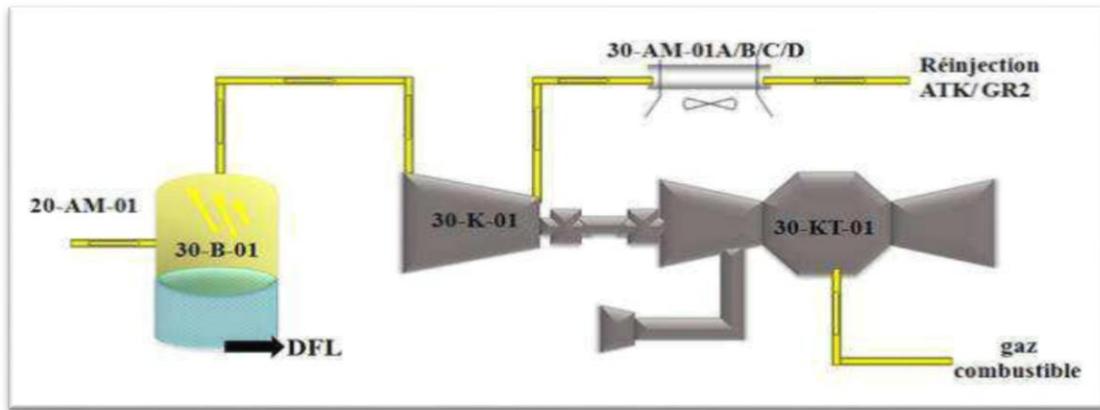


Figure I.8 Ré-compressions du gaz sec[4].

I.7.3.4. Unité de fractionnement du GPL (Unité 400)

Le but de cette unité est d'extraire le méthane et l'éthane absorbés dans le liquide condensé dans l'unité 200 et de fractionner le liquide ainsi épuré en GPL et condensat[7].

Le fractionnement des hydrocarbures liquides s'effectue essentiellement en deux étapes :

- L'extraction des constituants légers dans le déethaniseur 40 C 01
- La séparation du GPL du condensat dans le débutaniseur 40 C 02.

Cette unité est formée par deux colonnes bouillies au moyen de l'huile chaude afin d'obtenir du GPL avec les spécifications demandées .La première colonne, déethaniseur 40C01 ($P=21\text{bars}$; $T_{\text{FOND}}=79^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{SOMMET}} = -32^{\circ}\text{c}$) à pour but d'éliminer les produits légers (méthane et éthane) des hydrocarbures liquides. Elle est munie d'un rebouilleur de fond à l'huile chaude 40 E 01 et d'un condenseur partiel de tête 40 E 03. Les vapeurs à la sortie du condenseur passent à travers le récipient de reflux 40 B 02. Les pompes 40P05A/B aspirent le gaz du ballon 40 B 02 qui sert comme gaz de régénération des tamis moléculaire via l'échangeur latéral 10 E 01 puis envoyé vers l'unité de compression (U30 existante). L'eau éliminée des tamis par le gaz après avoir passé par le ballon 10 B 02 est évacuée vers bourbier[7].

La deuxième colonne, débuthaniseur 40 C02 ($P=14\text{bars}$ et $T_{\text{fond}}=154^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{sommet}} :20^{\circ}\text{c}$) à pour but d'éliminer les produits lourds condensât (C5+) qui est envoyé vers l'unité de séparation (U20 existante) afin d'avoir le GPL qui répond à certaines spécifications[7].

Le GPL sorti au sommet de la colonne et introduit dans le ballon 40 B 03, puis envoyé par l'intermédiaire des pompes 40P04A/B vers les sphères (50T01A/B)[7].

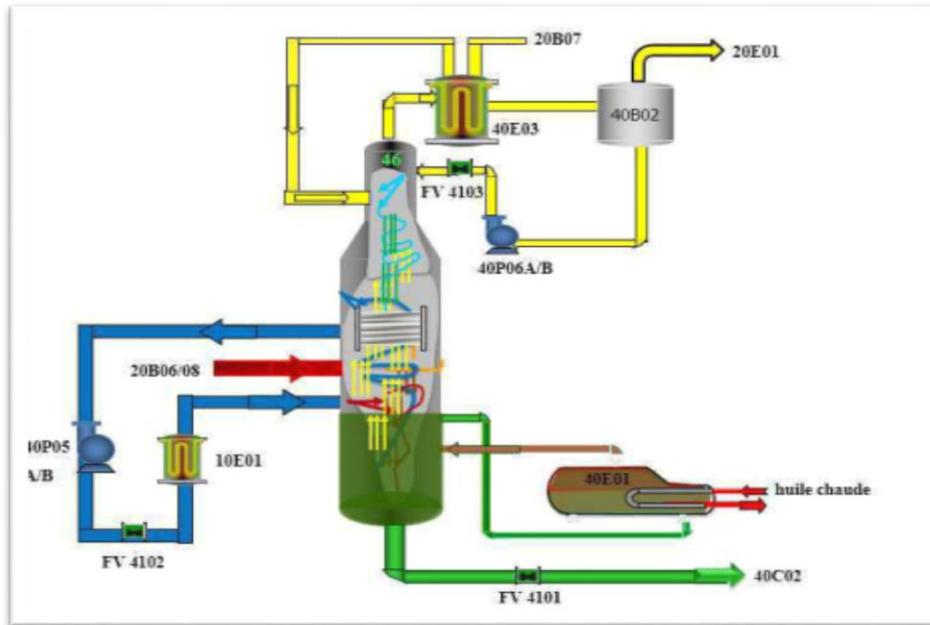


Figure I.9 Fractionnement de GPL [4].

I.7.3.5. Unité de stockage de GPL (Unité 500)

L'unité de stockage du GPL est composée de deux sphères 50 T 01A/B de capacité de 530 m³ et d'une unité d'expédition de GPL formée de trois pompes en parallèle 50A/B/C (une en service et deux en réserves), afin d'envoyer le GPL vers LR1 (Hassi R'mel puis vers ARZEW)[7].

En cas d'accumulation du GPL hors spécifications dans les sphères on pourra le recycler en le refoulant à l'aide de la pompe 50 P 02 à la 40 C 01 ou à la 40 C 02[7].

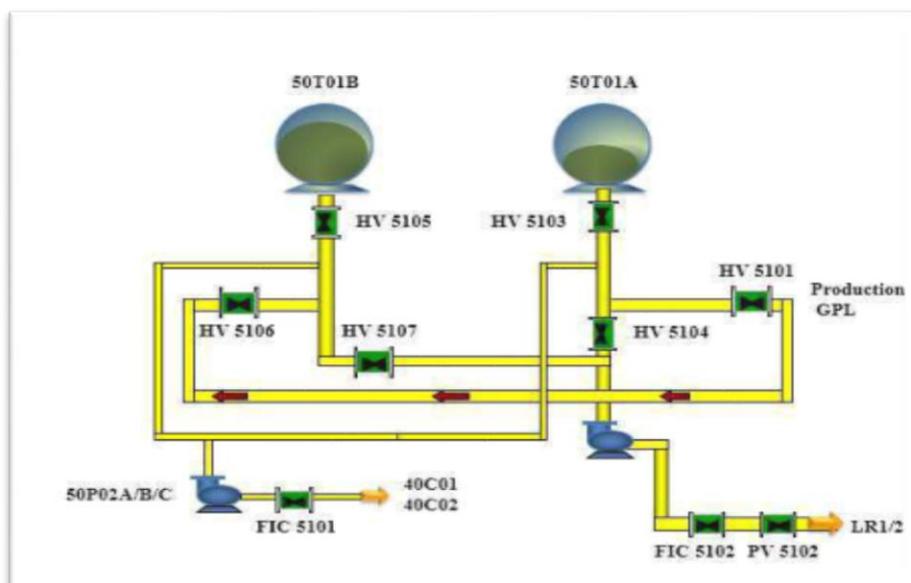


Figure I.10 Les sphères de stockage de GPL[4].

I.7.3.6. Unité d'huile diathermique (Unité 600)

Cette unité a pour but de chauffer et de faire circuler l'huile diathermique pour fournir la chaleur à la régénération des tamis moléculaires et aux bouilleurs[7].

Un système d'huile chaude est prévu comme source et chaleur pour les besoins de bouillonnement des colonnes 40 C 02, 40 C 01 et pour le chauffage du gaz de régénération des tamis moléculaires (transfert de chaleur). Afin de déshydrater les tamis moléculaires qui se trouvent dans les réacteurs après leur service (adsorption). Les fumées d'échappement de la turbine 30 KT 01 permettant de chauffer l'huile grâce au récupérateur de chaleur 30 E 01[7].

Le four 60 F 01 fournit la balance de chaleur et sert de secours en cas d'arrêt de la turbine et pendant les démarrages. L'huile thermique tourne dans un circuit fermé ou la chaleur devant être fournie aux utilisateurs est partiellement récupérée des fumées de la turbine 30 K T 01 à l'aide du récupérateur 30 E 01 et la quantité manquante est fournie par le four 60 F 01 ; L'aéro réfrigérant 60 A 01 a pour but de refroidir l'huile thermique en cas de nécessité[7].

Le filtre 60 S 01 A/B sert à enlever les éventuelles salissures qui se sont formées à cause de la dégradation de l'huile. En principe le réfrigérant 60 A 01 n'est pas en service et est activé si la température de retour de l'huile est trop haute. Dans 60 B 02 il a été prévu un réchauffeur électrique afin d'éviter d'atteindre des valeurs élevées de viscosité[7].

Les pompes sont munies d'un système de refroidissement maintenu au moyen d'azote[7].

Circuit d'huile

L'huile thermique de retour des usages (10-E-02 et bouilleurs) passe dans le 60 S 01 A/B. A la sortie du filtre, l'huile va à l'aspiration de la pompe 60 P 01 A/B/C[7].

Si la température de retour est plus élevée du point du rangement, une partie de l'huile se refroidit dans l'aéro réfrigérant 60 AM 01. L'huile récupère la chaleur dans l'économiseur 30 E 01 se dirige vers le four à 180° C, Après réchauffement de l'huile dans le four, celle-ci est envoyée vers les rebouilleurs 40 E 01 et 40 E 02 pour assurer le reflux chaud de la colonne 40 C 01 et 40 C 02 ainsi que le réchauffeur régénérateur 10 E 02 A/B/C, Après un certain temps, l'huile se contamine, on effectue des appoints ou on remplace complètement[7].

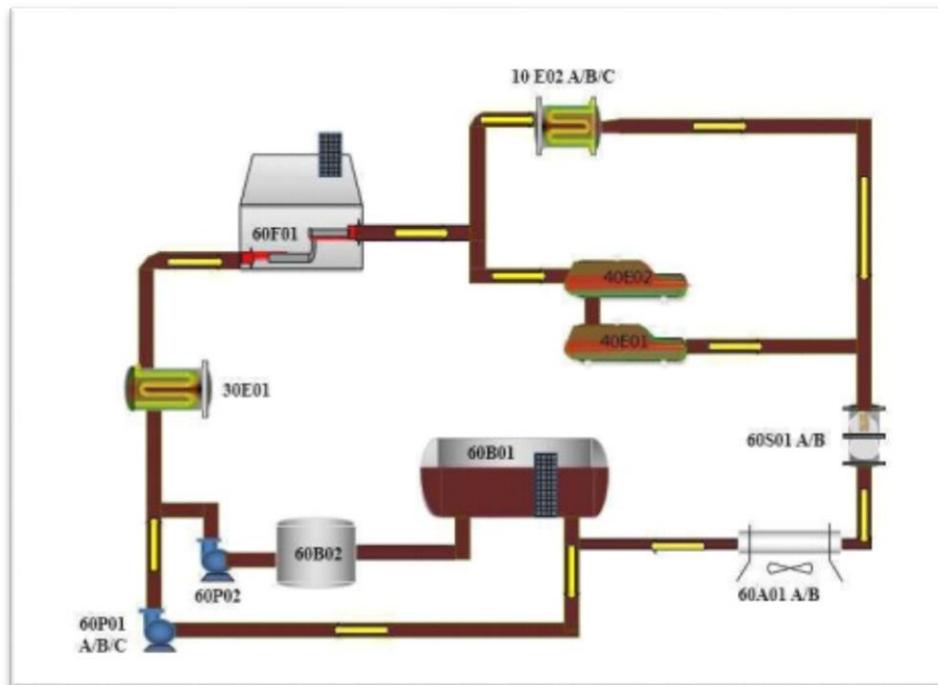


Figure I.11 Circuit de l'huile thermique[4].

I.7.3.7. Unité d'injection de méthanol (Unité 700)

Le système méthanol est injecté dans les conduites, les vannes et les équipements en cas de formation d'hydrates pour dégivrage principalement en hiver[7].

I.7.3.8. Unité 800

Cette section fournit à l'installation :

- L'air service : Il est utilisé surtout dans la production du gaz inerte ainsi que dans le nettoyage, au moment des révisions, l'aération des capacités etc.
- L'air instrument : Pour l'exploitation des vannes de contrôle
- L'azote : il est utilisé surtout au moment des révisions, pour l'inertie des équipements (fours, colonnes et les capacités) et aussi le refroidissement des pompes.
- Fuel gaz : Il est conçu pour subvenir aux besoins d'usine en matière de combustible afin de pouvoir alimenter les équipements nécessaires.
- Torche : sont utilisées comme moyen de sécurité en cas d'augmentation de pression.

On distingue trois systèmes de décharges

- Décharges gazeuses chaudes (unité 20 et 30)
- Décharges gazeuses froids (unité de GPL)

- Drainages liquides (désuilage, Bourbier)[7].

I.7.3.9. Unité 900

Une sous station électrique existe pour les besoins électriques de l'installation[7].

I.8. Conclusion

L'exploitation du champ ONR se heurte à des difficultés majeures telles que comme exemple la présence d'eau (sous forme liquide ou vapeur) qui peut entraîner des problèmes de corrosion, la formation des hydrates au niveau de l'unité du GPL et le bouchage qui est due à la présence des sels.

Ce stage pratique nous a permis d'appliquer nos connaissances théoriques qu'on a apprises au niveau de notre université de GHARDAIA, on s'est basé sur des notions et des méthodes techniques de séparation et traitement des hydrocarbures (brut, gaz sec, GPL).

On a constaté que le centre d'ONR expédie sa production à plusieurs terminaux, tel que le brut est envoyé vers HAOUD EL HAMRA, le GPL vers ARZEW et le gaz sec est divisé comme un gaz de vente à HRM et comme un gaz de réinjection à ATK.

En fin, cette période de stage nous a renforcé nos connaissances théoriques et amélioré nos compétences pratiques.

Chapitre II : Généralités sur la Séparation

Chapitre II : Généralités sur la Séparation

II.1. Introduction

Les séparateurs jouent un rôle très important dans la plupart des installations de traitement que l'on trouve aujourd'hui, et constituent également une partie fondamentale du concept alternatif de déshydratation du gaz naturel proposé. Leur utilisation consiste à extraire le mélange liquide de glycol et d'eau du gaz pour les différentes étapes, afin que le liquide puisse être recyclée à l'étape précédente ou envoyée à la régénération (selon l'étape), et le gaz déshydraté est passé à l'étape suivante ou à un traitement ultérieur. Le type de séparateur utilisé dépend sur les tolérances pour le report de liquide, la chute de pression et l'espace disponible, entre autres facteurs[8].

Ce chapitre donne une introduction à la séparation et la constitution générale des Séparateurs, en examinant les différents types de séparateurs.

II.2. Objectif de la séparation

On peut résumer les objectives de la séparation dans les points suivantes :

II.2.1. Raison technique

Il est important de disposer d'un fluide huile ou gaz qui dans les conditions de température, et de pression des installations de stockage et de transport se maintient en état monophasique. En effet si la tension de vapeur de l'huile après traitement reste trop élevée, des bouchons de gaz apparaissent aussitôt. Les bouchons de gaz perturbent l'équilibre des réservoirs de stockage, dérèglent les mesures, perturbent le fonctionnement des pompes, créent dans les réseaux des pertes de charge importantes et imprévisibles[9].

Ces inconvénients sont du même ordre dans les lignes de transport du gaz. L'apparition de condensas, due à une chute de pression ou de température, fausse les comptages, augmente les pertes de charge et peut parfois dans certaines conditions critiques, provoquer le bouchage des conduites par formation d'hydrates[9].

II.2.2. Raison économiques

Une séparation bien menée peut augmenter dans des proportions intéressantes, le volume de la récupération liquide par piégeage des composants légers. Elle élève par la même occasion la valeur commerciale du brut. La valeur d'un brut augmente généralement avec sa densité API. C'est-à-dire en sens inverse de son poids spécifique[9].

En plus l'élimination immédiate de l'eau économise des frais de transfert et de traitement au niveau raffineries[9].

II.2.3. Raisons contrôle

Disposer des produits séparés facilite les contrôles de production (mesures GOR, IP, densité, salinité) et assure le comptage sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues[9].

II.3. But et conditions opératoires d'une séparation

Ce traitement comme son nom l'indique a pour but de séparer l'effluent multiphasique des puits (huile, gaz et eau) en deux phases globales ; l'une gazeuse, l'autre liquide. La phase liquide étant elle-même épurée de son eau libre à cette occasion[1].

A noter que l'effluent multiphasique qui arrive à la batterie de séparation a un écoulement hautement turbulent qui favorise d'une part, la formation éventuelle de mousse et d'autre part, des émulsions (huile/eau) ; les quelles compliquent et altèrent le processus de séparation. Cet écoulement très turbulent occasionne parfois aussi une alimentation très pulsée du séparateur sous forme de bouchons d'huile et de gaz ; ce qui entraîne un problème au niveau de son dimensionnement[1].

A noter également que le gaz qui s'échappe des séparateurs contient de la vapeur d'eau en équilibre[1].

Enfin, retenir que la séparation est un traitement que l'on retrouve toujours et en première ligne sur tous les champs pétroliers ; qu'ils soient qualifiés de producteurs d'huile ou de gaz[1].

II.4. Types de séparation

Il existe deux types de séparation :

II.4.1. Séparation par flash

Entre le puits et le centre de traitement, les pertes de charge dans les conduites font que la pression de l'effluent diminue progressivement. Du gaz se libère en quantités d'autant plus importantes que la baisse de pression est plus grande. Aucun produit n'étant normalement soutiré sur le parcours, la masse reste constante, seul le rapport en volume de la phase gazeuse à la phase liquide qui varie. On dit qu'il y a un flash, dans ce phénomène, l'équilibre entre phase gazeuse et phase liquide est atteint, le gaz entraîne une quantité non négligeable de fractions lourdes, il doit être stabilisé par réduction de la pression[1].

Cette opération permet de produire, d'une part du gaz supplémentaire et d'autre part une phase liquide (condensât ou huile). La séparation par flash fournit plus de gaz et moins de liquide[1].

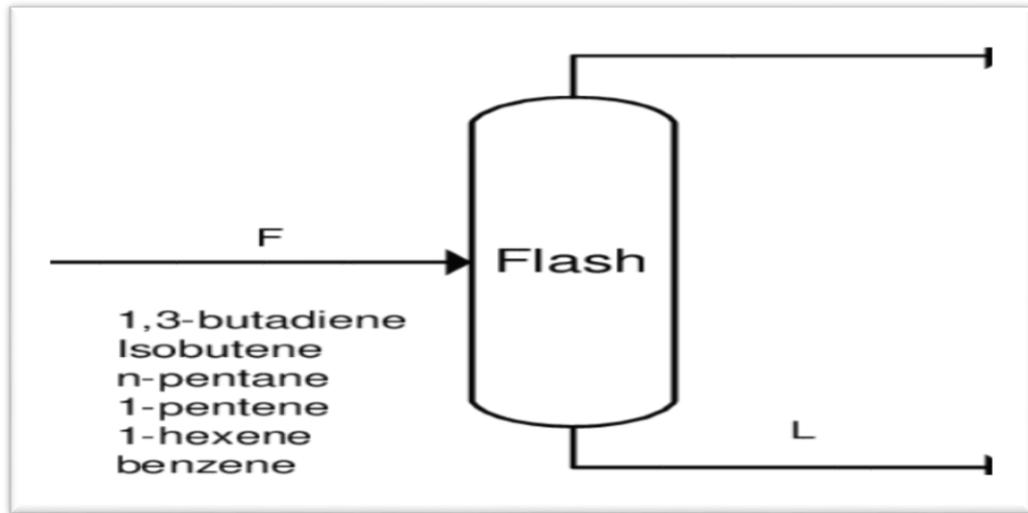


Figure II.1 Séparation par flash [9].

II.4.2. Séparation différentielle

La solution de gaz (principalement composée des constituants légers) est soutirée en continu à chaque fois qu'elle est formée. Le gaz une fois séparé par la séparation différentielle, un maximum de constituants intermédiaires et lourds reste dans la phase liquide car l'équilibre n'est pas atteint pour que les constituants légers entraînent les plus lourds dans la phase vapeur. Donc ce type de séparation donne un maximum de volume liquide[1]

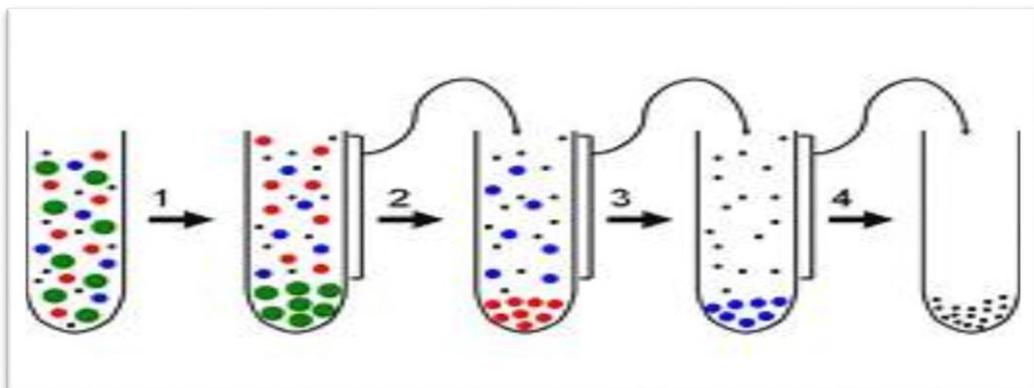


Figure II.2 Séparation différentielle [9].

II.5. Définition d'un séparateur

Un séparateur est un réservoir qui fonctionne à pression constante grâce à un système de vannes à ouverture réglable sur les sorties huile et gaz. Par un système de grillages et de chicanes convenablement disposés à l'intérieur, l'écoulement du mélange est retardé de façon à éviter l'entraînement de gouttelettes liquides dans le gaz et de bulles de gaz dans l'huile[10].

Le séparateur est un ballon qui crée un élargissement et une tranquillisation de la veine fluide qui y débouche. Ce qui naturellement favorise les forces de gravité et entraîne une tendance à la ségrégation : gaz, huile, eau ; ceci suivant leur masse volumique respective. De plus ce ballon est équipé d'obstacles sur lesquels vient buter ou ricocher le flux d'entrée. Obstacles qui accélèrent plus efficacement encore ce processus de ségrégation de phases[9].

II.6. Principe de fonctionnement d'un séparateur

Un séparateur fonctionne à des conditions de pression et de température qui restent généralement constantes (compte tenu malgré cela des variations diurnes des températures que peut subir l'effluent en provenance des puits [9]).

Ainsi donc, un séparateur délivre en principe les gaz et liquides qui sont en équilibre thermodynamique à ces conditions de pression et de température[9].

Le séparateur, ou la batterie de séparation, constitue aussi stabilisateur de fait du flux, à l'entrée de l'unité de production protégeant ainsi des équipements aval plus, sophistiqués ou fragiles. Exemple : pompes, compresseurs, tours de traitement, stockage, comptage etc. Enfin et surtout, une batterie de séparation en 3 ou 4 étages constitue un compromis, entre une détente différentielle qui maximiserait le volume de liquide stabilisé aux conditions de stockage, et une seule détente flash; de la pression d'arrivée à l'usine, jusqu'aux bacs atmosphériques de stockage[9].

En ce sens la séparation est une première étape de stabilisation de l'huile et souvent la seule, car la moins chère, investissement et coût opératoire[9].

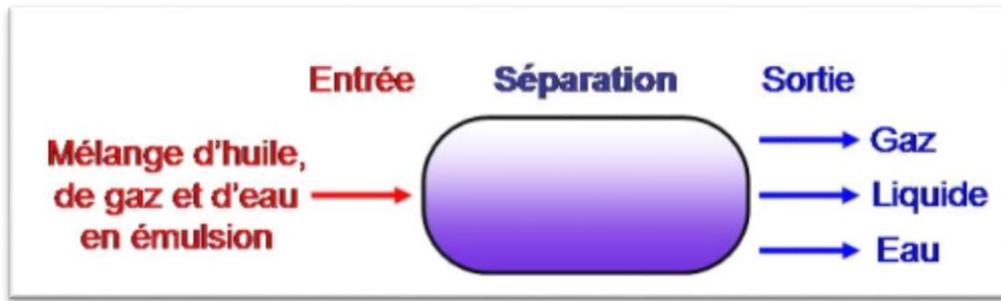


Figure II.3 Les Principe de la séparation[9].

II.7. Constitution du séparateur

II.7.1. Section de séparation initiale

Les séparateurs horizontaux comportent des défecteurs qui permettent de briser le jet à l'entrée ; les particules liquides tombent sous l'effet de leurs poids et le gaz s'échappe[9].

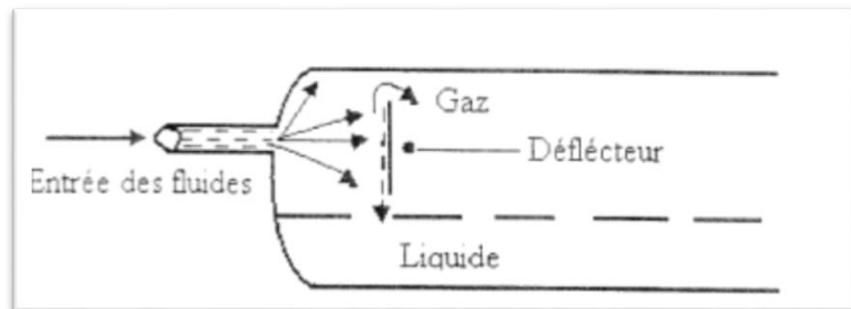


Figure II.4 Effet de projection contre une paroi[10]

II.7.2. Section de séparation secondaire

Avec extraction de gaz du liquide. Ceci est obtenu par des chicanes sur lesquelles les gouttelettes liquides viennent butter et s'assembler en particules plus grosses[9].

II.7.3. Section de sédimentation

Par gravité, les fluides constituant les liquides se séparent, donc cette section utilise l'effet de la pesanteur[9].

II.7.4. Section d'extraction

Extraction des gouttelettes liquides du brouillard constitué par le gaz qui s'échappe par l'orifice de sortie, ceci est réalisé par un dispositif à maille fixe qui arrête dans le jet gazeux les fines gouttelettes de liquide[9].

II.7.5. Section de collecte

Recueille les divers fluides obtenus à partir d'un mélange initial c'est-à-dire le condensât, le gaz et l'eau avec les composés solubles[9].

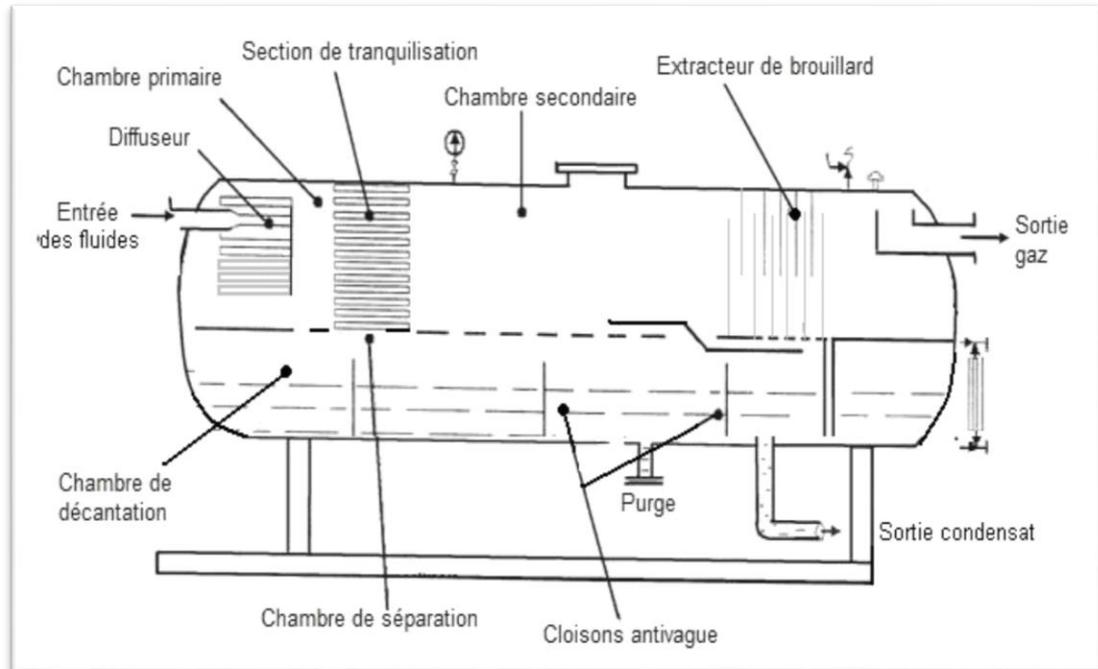


Figure II.5 Les différentes sections sur un séparateur[9].

II.8. Les Types De Séparateurs

Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs[10].

II.8.1. Séparateur horizontal

La figure II.6 est une coupe d'un séparateur horizontal. Le fluide pénètre dans le séparateur et frappe un déflecteur d'entrée, provoquant un changement soudain d'impulsion. La séparation brute initiale du liquide et de la vapeur se produit au niveau du déflecteur d'entrée. La force de gravité fait tomber les gouttelettes de liquide du flux gazeux au fond de la cuve, où elles sont recueillies. La section de collecte du liquide fournit le temps de rétention nécessaire pour laisser le gaz entraîné évoluer hors de l'huile et monter dans l'espace de vapeur et atteindre un état d'équilibre". Elle fournit également un volume d'appoint, si nécessaire, pour traiter les bouchons intermittents de liquide. Le liquide quitte le navire par la vanne de vidange du liquide. La vanne de décharge de liquide est régulée par un contrôleur de niveau. Le contrôleur de niveau détecte les changements de niveau du liquide et commande la vanne de décharge en conséquence[10].

Le brouillard de gaz et d'huile s'écoule sur le déflecteur d'entrée, puis horizontalement dans la section de décantation par gravité au-dessus du liquide. Lorsque le gaz traverse cette section, les petites gouttelettes de liquide qui ont été entraînées dans le gaz et qui n'ont pas été séparées par le déflecteur d'entrée sont séparées par gravité et tombent sur l'interface gaz-liquide[10].

Certaines des gouttes sont d'un diamètre si petit qu'elles ne sont pas faciles à séparer dans la section de décantation par gravité. Avant que le gaz ne quitte la cuve, il passe par une section de coalescence ou un extracteur de brouillard. Cette section utilise des éléments d'aubes, de grillage ou de plaques pour fournir une grande surface servant à la coalescence et à l'élimination des très petites gouttelettes de liquide en une séparation finale avant que le gaz ne quitte le récipient[10].

La pression dans le séparateur est maintenue par un contrôleur de pression monté sur la sortie du gaz. Le contrôleur de pression détecte les changements de pression dans le séparateur et envoie un signal pour ouvrir ou fermer la vanne de régulation de pression en conséquence. En contrôlant la vitesse à laquelle le gaz quitte l'espace vapeur du récipient, la pression dans le récipient est maintenue. Normalement, les séparateurs horizontaux fonctionnent à moitié plein de liquide pour maximiser la surface de l'interface gaz-liquide[10].



Figure II.6 Vue en coupe d'un séparateur horizontal[9].

II.8.2. Séparateurs verticaux

Ce sont des cylindres verticaux terminés par des fonds bombés. L'arrivée des fluides est tangentielle, environ à mi-hauteur. Ils comportent des chicanes [10].

Les effluents pénètrent avec une certaine vitesse dans la chambre primaire, où leur est impulsé un mouvement circulaire (entrée latérale, déflecteur) [10].

Les liquides piégés s'écoulent le long des parois et s'accumulent dans la chambre de décantation. Du gaz libre se dégage et remonte vers la sortie supérieure, en empruntant la conduite de drainage de l'extracteur de brouillard, dans laquelle les gouttelettes de liquide retenues dans les chicanes tombent aussi, après coalescence, dans la chambre inférieure en ruisselant sur les parois. Le gaz séparé, quant à lui, s'échappe alors par la sortie supérieure [10].

La décharge des liquides est assurée de son côté par une conduite basse. Elle est réalisée soit en continu à niveau constant, soit à régime intermittent par remplissage et vidange alternés du compartiment, entre un niveau haut et un niveau bas. L'important est que le temps de rétention nécessaire à la libération du gaz dissous dans l'huile soit suffisant [10].

La tendance est à utiliser une séparation verticale lorsqu'on a très peu de liquide ou des arrivées très irrégulières de ce dernier cas des écoulements par bouchons dans le réseau de collecte ou des pipes transportant un gaz humide [10].



Figure II.7 Vue extérieure d'un séparateur vertical[9].

II.8.3. Séparateurs sphériques

Un séparateur sphérique typique est illustré à la figure II.8. Les quatre mêmes sections se trouvent dans ce récipient. Les séparateurs sphériques sont un cas particulier de séparateur vertical où il n'y a pas de coquille cylindrique entre les deux têtes. Le fluide entre dans la cuve par le déflecteur d'entrée où le flux est divisé en deux courants. Le liquide tombe dans la section de collecte du liquide, par des ouvertures dans une plaque horizontale située légèrement en dessous de l'interface gaz-liquide. La fine couche de liquide qui traverse la plaque permet aux gaz entraînés de se séparer plus facilement et de remonter vers la section de décantation par gravité. Les gaz qui sortent des liquides passent par l'extracteur de brouillard et sortent du séparateur par la sortie des gaz. Le niveau des liquides est maintenu par un flotteur relié à une vanne de décharge. La pression est maintenue par une vanne de contrôle de la contre-pression tandis que le niveau du liquide est maintenu par une vanne de décharge du liquide[10].

Les séparateurs sphériques ont été conçus à l'origine pour tirer parti, théoriquement, des meilleures caractéristiques des séparateurs horizontaux et verticaux. Dans la pratique, cependant, ces séparateurs ont en fait connu les pires caractéristiques et sont très difficiles à dimensionner et à faire fonctionner[10].

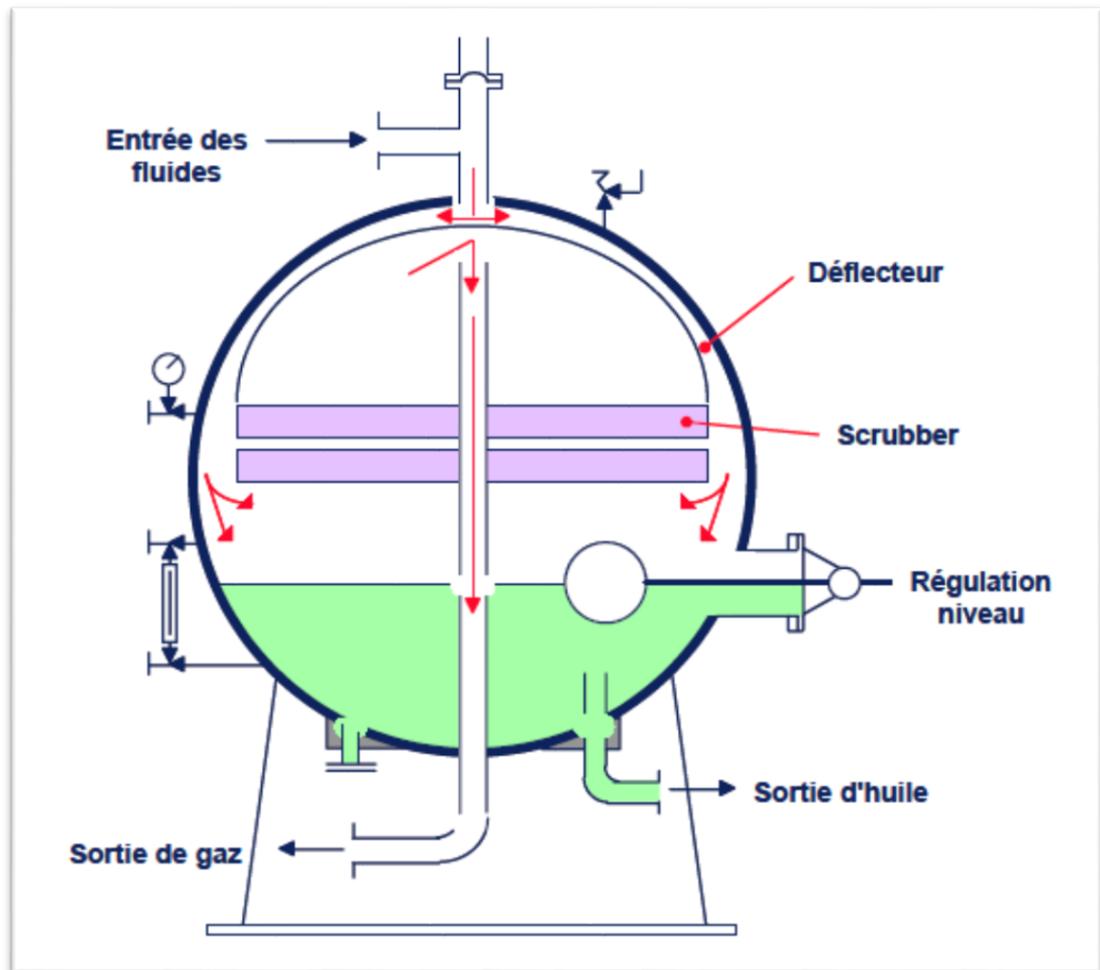


Figure II.8 Schéma du séparateur sphérique[9].

Il excite noter type des séparateurs : Séparateurs centrifuges ; Séparateurs Venturi ; Séparateurs horizontaux à double canon ; Séparateur horizontal avec une "botte" ou un "pot à eau" ; Filtres séparateurs ; Séparateur horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide ; Séparateur à gouttières pour le traitement des mousses.

Tableau II.1 Avantages et inconvénients des différents types de séparateur[1].

	Horizontaux	Verticaux	Sphérique
Efficacité de la séparation	1	2	3
Stabilisation des fluides séparés	1	2	3
Souplesse (production par bouchons)	1	2	3
Facilité de réglage (niveau)	2	1	3
Capacité à diamètre égal	1	2	3
Prix par unité de capacité	1	2	3
Aptitude à admettre les corps étrangers	3	1	2
Aptitude au traitement des mousses	1	2	3
Facilité de transport	1	3	2
Encombrement vertical	1	3	2
Encombrement horizontal	3	1	2
Facilité d'installation	2	3	1
Facilité d'inspection et d'entretien	1	3	2
1: Le plus favorable	2 : Intermédiaire	3 : Le moins favorable	

II.9. Conclusion

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

Dans ce chapitre nous sommes étalés sur les paramètres essentiels qui prévalent dans l'industrie de traitement et de séparation des effluents huile et gaz.

Les séparateurs sont beaucoup de type et sous plusieurs formes. On peut conclure que chaque séparateur est spécifique de par son emploi dans l'industrie huile et gaz; Différents paramètres peuvent influencer sur le choix d'un séparateur comme le GOR, le niveau de séparation...etc.

Nous consacrons le chapitre suivant à l'étude et le dimensionnement de séparateur horizontal type FWKO qui est l'objectif de ce mémoire.

Chapitre III :

Dimensionnement du séparateur FWKO

Chapitre III : Dimensionnement du séparateur FWKO

III.1. Introduction

Lorsque l'huile et l'eau sont mélangées avec une certaine intensité et qu'on les laisse ensuite se déposer, une couche d'eau libre relativement propre apparaîtra au fond. La couche d'eau augmente avec le temps suivra une courbe comme le montre Figure III.1 Après un certain temps, allant de 3 à 30 minutes, la modification de la hauteur de l'eau sera négligeable. La fraction d'eau, obtenue par décantation par gravité, est appelée "eau libre". Il est normalement bénéfique de séparer l'eau libre avant d'essayer de traiter les couches d'huile et d'émulsion restantes[10].

"Séparateur triphasé" et "séparateur d'eau libre (free-water knockout(FWKO))" sont des termes utilisés pour décrire les récipients sous pression qui sont conçus pour séparer et éliminer l'eau libre d'un mélange de pétrole brut et d'eau. Comme le flux entre dans ces récipients directement d'un puits de production ou d'un séparateur fonctionnant à une pression plus élevée, le récipient doit être conçu pour séparer le gaz qui s'échappe du liquide ainsi que pour séparer le pétrole et l'eau[10].

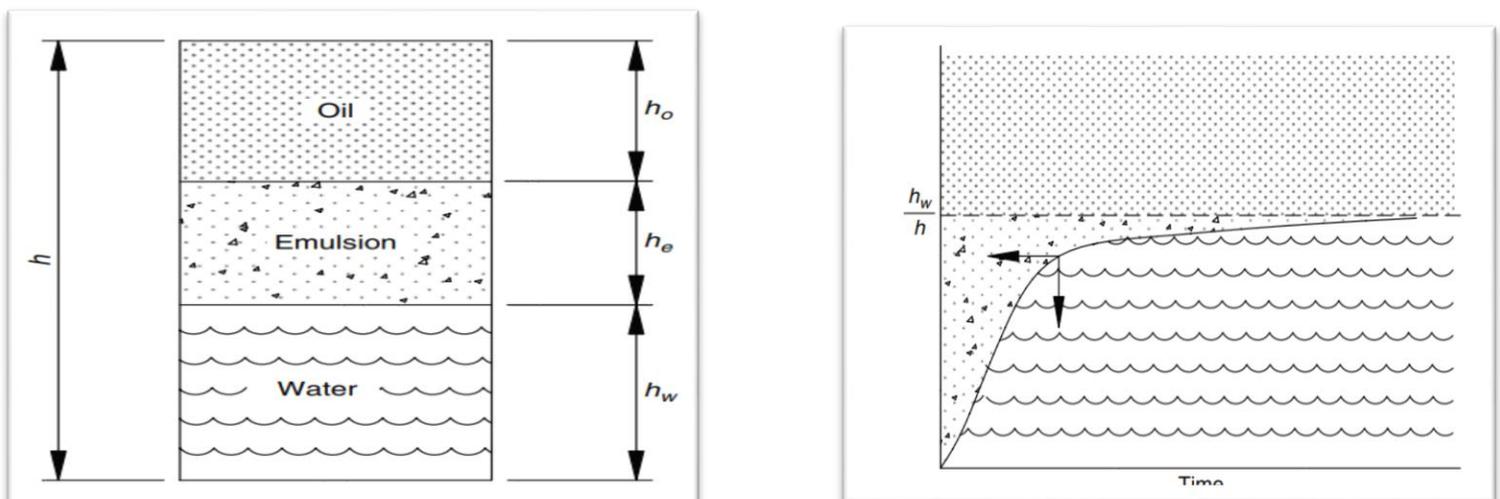


Figure III.1 Croissance de la couche d'eau avec le temps[10].

III.2. Free Water Knock Out (FWKO)

Le terme "free-water knockout" (FWKO) est réservé à une cuve qui traite un courant liquide d'entrée avec peu de gaz entraîné et qui ne tente pas de séparer le gaz du pétrole. C'est des appareils chaudronnés utilisés pour extraire l'eau libre. Rappelons qu'arbitrairement, est qualifiée d'eau libre, celle qui se sépare en 5 minutes. La durée de rétention excède parfois cette valeur mais rarement 20 minutes[9], C'est des appareils chaudronnés utilisés pour extraire l'eau libre. Rappelons

qu'arbitrairement, est qualifiée d'eau libre, celle qui se sépare en 5 minutes. La durée de rétention excède parfois cette valeur mais rarement 20 minutes[9].

Ils ne constituent donc vraiment des appareils de déshydratation mais en sont des auxiliaires qui dégrossissent le travail[9].

Ils sont particulièrement utiles lorsque le pourcentage d'eau associée est élevé car ils permettent de diminuer la taille des installations aval. De plus, s'il est nécessaire de chauffer pour traiter, ils permettent d'économiser l'énergie[9].

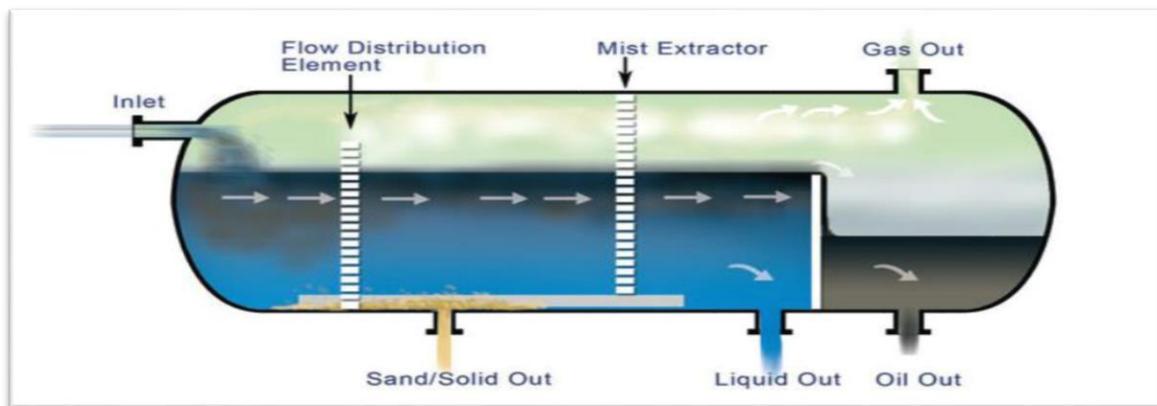


Figure III.2 séparateur horizontal (FWKO)[9].

La Figure III.3 illustre un FWKO horizontal. La Figure III.4 illustre un FWKO vertical. La principale différence entre un séparateur triphasé classique et un FWKO est que dans ce dernier, il n'y a que deux sorties de fluide ; une pour le pétrole et une pour les très petites de gaz et la seconde pour l'eau. Les FWKO sont généralement exploités comme des navires à coque rigide. Le débit d'eau est généralement contrôlé par un contrôle de niveau d'interface. Il doit être clair que les principes de fonctionnement d'un tel navire sont les mêmes que ceux décrits ci-dessus. La conception d'un FWKO est la même que celle d'un séparateur triphasé. Comme il y a très peu de gaz, la contrainte de capacité de liquide dicte toujours la taille[10].

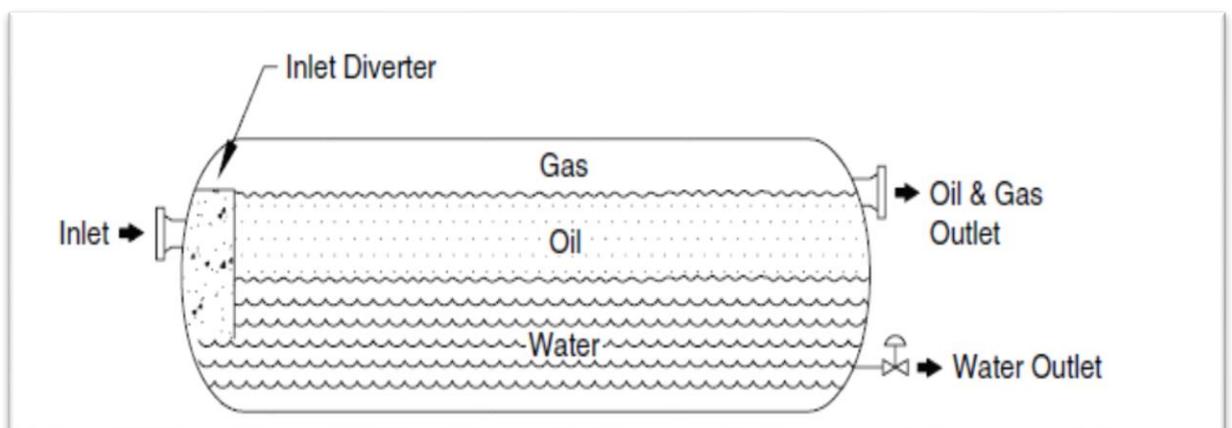


Figure III.3 Schéma d'un FWKO horizontal[10].

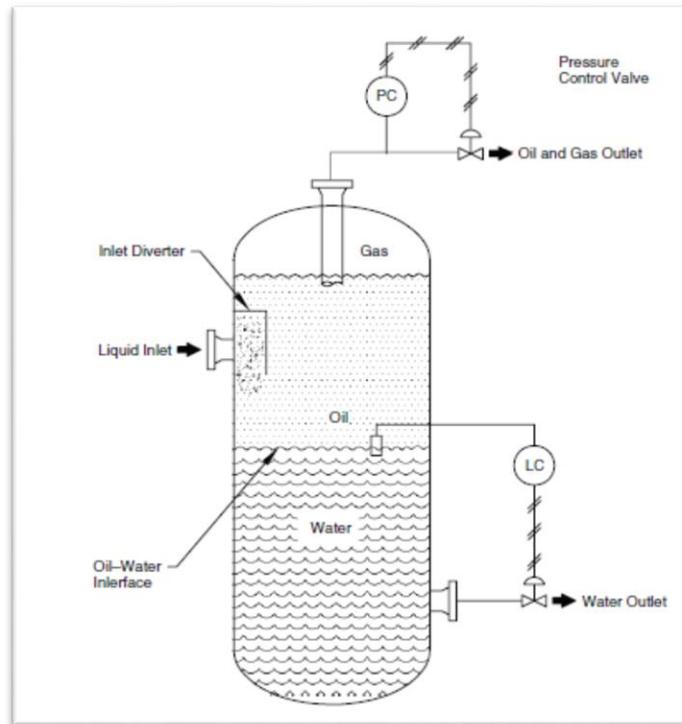


Figure III.4 Schéma d'un FWKO vertical[10].

III.3. Principe de fonctionnement

En général, deux types de séparateurs sont le plus utilisés : les séparateurs verticaux et les séparateurs horizontaux à coque cylindrique. Les autres types de séparateurs sont les séparateurs horizontaux, sphériques, centrifuges, venturi, à filtre et à double barillet. Les séparateurs verticaux

Quelle que soit sa conception, chaque séparateur comporte quatre sections principales: Déflecteur d'entrée, collecte des liquides, décantation par gravité et extracteur de brouillard[8].

III.3.1. Déflecteur d'entrée

Le Déflecteur d'entrée est la première section rencontrée par le flux du processus, située juste à l'intérieur de l'entrée du séparateur. Son but est d'absorber l'impulsion du flux en modifiant la direction du flux, et en fonctionnant en même temps comme la première étape de la séparation. Il existe de nombreux types de déflecteurs d'entrée, mais ils peuvent être classés en trois groupes principaux : les déflecteurs, les déflecteurs centrifuges et les coudes illustrés dans la Figure III.5[10].

Les déflecteurs se présentent sous de nombreuses formes, notamment des cônes, des disques sphériques, des cornières et des plaques plates, à peu près tout ce qui peut provoquer un changement soudain de la direction de l'écoulement. Les gouttelettes les plus lourdes entraînées dans le gaz ne sont pas capables de s'adapter à ce changement soudain de direction du flux, et vont donc entrer en collision avec le déflecteur d'entrée, fusionner et tomber au fond du séparateur[10].

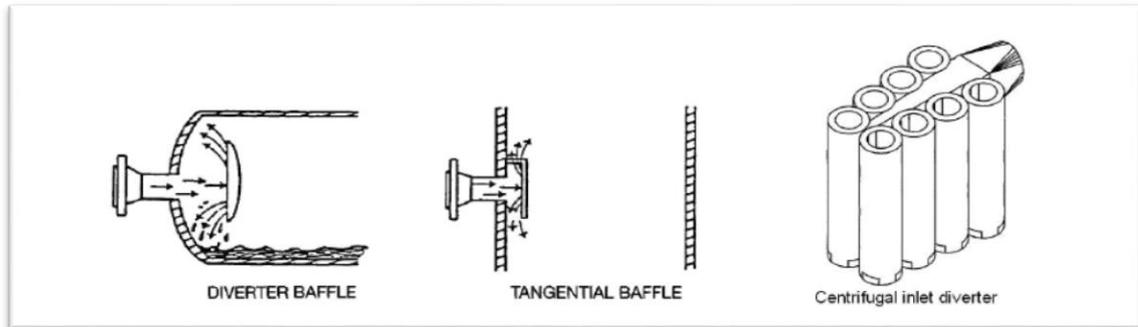


Figure III.5 différents types de déflecteur [10].

III.3.2. Section de la collecte des liquides

La section de collecte du liquide du séparateur, située dans le fond de la cuve, est l'endroit où le liquide est traité. Le liquide doit rester dans cette section pendant un temps donné (temps de rétention) afin de laisser les bulles de gaz entraînées dans le liquide s'échapper vers la section de décantation par gravité. Le temps de rétention est fonction de la capacité totale du liquide, du débit d'alimentation, du degré de séparation requis et de la différence de densité entre le liquide et le gaz. Lors de la conception d'un séparateur, le temps de rétention dicte la taille requise de la section de collecte du liquide. S'il y a un problème d'écoulement, la section de collecte du liquide agit également comme un volume de surpression et doit être dimensionnée en conséquence[10].

En fonction des conditions de fonctionnement du séparateur, un équipement supplémentaire peut également être nécessaire dans la section de collecte des liquides. Pour les séparateurs horizontaux, des vagues peuvent se former à la surface du liquide en raison de limaces intermittentes, d'un écoulement irrégulier du liquide ou de mouvements externes (par exemple sur des structures flottantes), et des brise-vagues doivent être installés. Un brise-vague consiste simplement en des déflecteurs ou des plaques perforées placées perpendiculairement à l'écoulement. Il est très important d'empêcher la formation de vagues, car celles-ci peuvent empêcher les déversoirs, les régulateurs de niveau de liquide et les interrupteurs de sécurité de fonctionner correctement [10].

Un écoulement irrégulier du liquide peut également entraîner de faibles niveaux de liquide dans la section de collecte du liquide, créant potentiellement un vortex près de la sortie du liquide

qui peut aspirer du gaz dans la conduite de sortie du liquide. Ceci peut être évité en installant un casse vortex, par exemple un cylindre avec des plaques plates orientées radialement[10].



Figure III.6 déversoir [10].

III.3.3. Section de décantation par gravité (Demister)

Dans la section de décantation par gravité, le gaz a une plus grande surface de section transversale, ce qui réduit la vitesse du gaz, réduisant ainsi également la turbulence. En conséquence, la force de traînée du gaz sur les gouttelettes de liquide diminue et les gouttelettes tombent à la surface du liquide par la force de gravité. Des plaques parallèles peuvent également être installées pour réduire davantage la turbulence et aussi atténuer la formation de mousse si cela pose un problème[8].

La taille de la section de décantation par gravité dépend de la façon dont les petites gouttelettes doivent être séparées. Un critère de conception commun pour un séparateur est d'éliminer toutes les gouttelettes de liquide de plus de 100 à 140 microns, tandis que pour un épurateur, l'élimination des gouttelettes de plus de 500 microns peut être suffisant et Le but de ce critère est d'éliminer suffisamment de liquide pour que l'extracteur de brouillard ne soit pas inondé et fonctionne donc correctement[10].

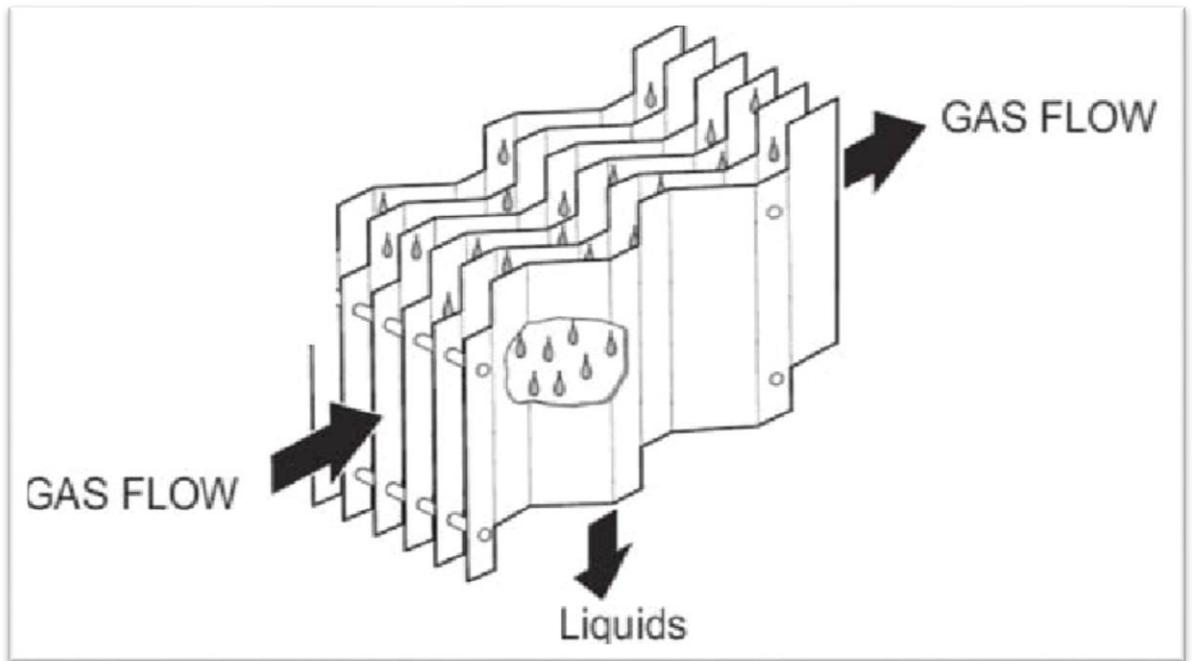


Figure III.7 Demister[10].

III.3.4. Section de l'extracteur de brouillard

La section d'extraction du brouillard est l'étape finale de séparation dans un séparateur, et est conçue pour coalescer les plus petites gouttelettes afin qu'elles puissent être extraites du flux gazeux. Des modèles d'écoulement complexes forcent les gouttelettes sur les surfaces solides, car les gouttelettes ne peuvent pas s'adapter aux changements constants de direction. Il existe différents types d'extracteurs de brouillard, notamment les grillages métalliques, les plaques ondulées et les ailettes crochues, mais les grillages métalliques sont plus nombreux que tous les autres. Les unités à mailles métalliques sont tricotées à partir de fils métalliques très fins (0,1 - 0,28 mm), et présentent une très grande surface pour un volume donné Figure III.8)[10].

L'efficacité de l'unité à mailles métalliques dépend fortement de la vitesse du gaz, qui doit être proche de la vitesse de conception. Une vitesse trop élevée entraîne à nouveau les liquides assommés, tandis qu'une vitesse trop faible fait que le gaz dérive à travers le treillis métallique sans assommer aucun liquide[10].



Figure III.8 Un extracteur de brouillard à mailles métalliques typique [10].

III.3.5. Casse vortex

Le liquide qui sort d'un séparateur peut former des tourbillons, qui peuvent entraîner du gaz vers la sortie du liquide. C'est pourquoi les séparateurs horizontaux sont souvent équipés de brise-tourbillons, qui empêchent la formation d'un tourbillon lorsque la vanne de régulation du liquide est ouverte. Un tourbillon pourrait aspirer une partie du gaz de l'espace vapeur et le réintroduire dans la sortie du liquide.

Un type de briseur de tourbillons est illustré à la Figure III.9. Il s'agit d'un cylindre couvert avec des plaques plates orientées radialement. Lorsque le liquide entre dans le fond du vortex de l'appareil, tout mouvement circulaire est empêché par les plaques plates. Toute tendance à former des tourbillons est supprimée[10].

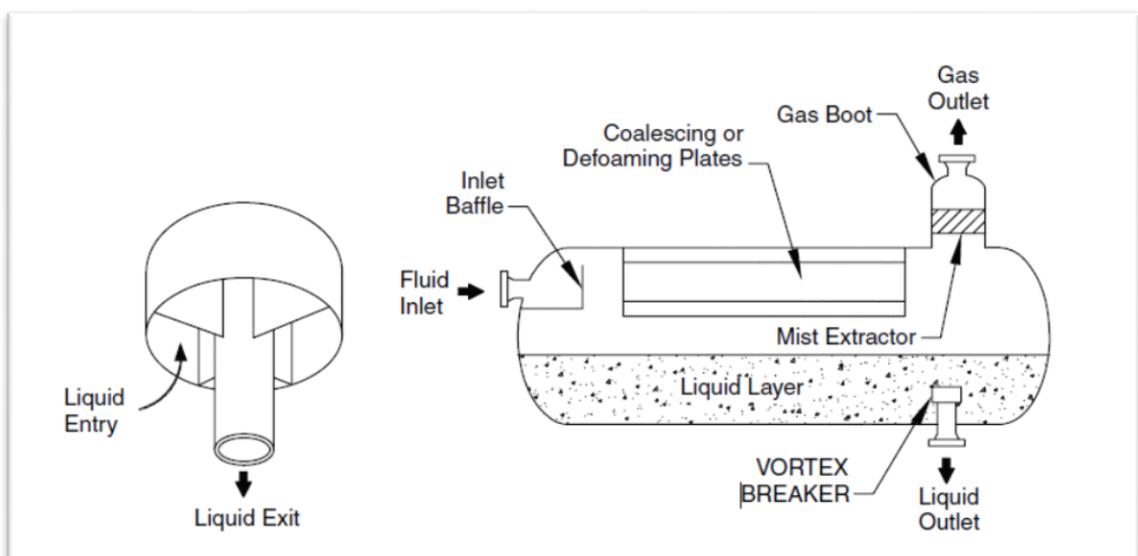


Figure III.9 Casse vortex[10].

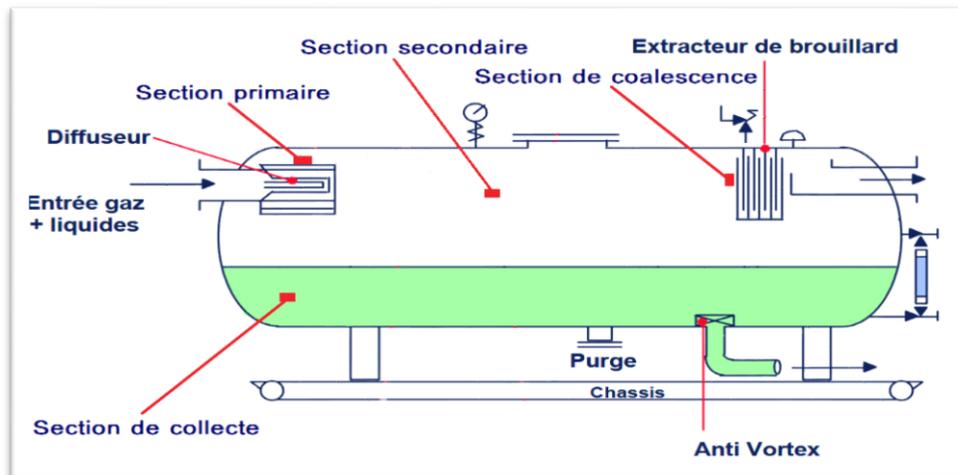


Figure III.10 Vue détaillée d'un séparateur horizontal[9].

III.4. Problèmes de fonctionnement du séparateur

Plusieurs problèmes peuvent se poser lors du fonctionnement d'un séparateur, la plupart dépendant de la composition du fluide et de la technique de séparation utilisée. Le sable et les autres solides entraînés par le flux d'alimentation peuvent se déposer sur le fond de la cuve, la paraffine ou d'autres éléments de colmatage peuvent boucher l'extracteur de brouillard, les liquides peuvent provoquer de la mousse, le liquide peut être entraîné par la sortie de gaz, ou le gaz peut être entraîné par la sortie de liquide. Nous allons maintenant aborder plus en détail chacun de ces problèmes et présenter les solutions et techniques de prévention possibles[8].

III.4.1. Dépôt de sable

Le sable ou d'autres particules solides peuvent être transportés du réservoir de gaz naturel, par des conduites et dans le séparateur d'entrée de la première installation de traitement (par exemple, une plate-forme offshore). Si le séparateur n'est pas correctement conçu, les solides pourraient boucher les internes du séparateur ou s'accumuler au fond du séparateur, ce qui réduirait le volume disponible pour le liquide. Pour les séparateurs verticaux, un cône peut facilement être placé au fond du séparateur pour la collecte du sable, et le sable peut ensuite être retiré périodiquement par un trou d'accès, ou en continu par une sortie séparée. Il peut également être transporté avec le liquide à traiter par un équipement en aval. L'utilisation d'un cône n'est toutefois possible que dans les cas où l'on prévoit des problèmes majeurs avec le sable. En cas de problèmes mineurs, le séparateur peut être nettoyé périodiquement à l'intérieur avec de la vapeur ou de l'eau, ce qui permet d'éliminer le sable[10].

Il est plus difficile d'éviter les problèmes de sable dans les séparateurs horizontaux, car le sable se dépose facilement sur toute la longueur du séparateur, et pas seulement autour d'une sortie. Une solution possible consiste à installer des jets de sable et des drains à intervalles réguliers (normalement moins de 1,5 m pour évacuer les solides déposés. Le liquide (normalement de l'eau produite) est ensuite pulvérisé par les jets de sable sur les solides déposés, de sorte que les solides se séparent et s'écoulent avec le liquide hors du récipient[10].

III.4.2. Bouchage de l'extracteur de brouillard

La paraffine ou d'autres éléments de colmatage peuvent s'accumuler dans les passages étroits du séparateur et entraver gravement l'efficacité de la séparation. Un extracteur de brouillard à mailles métalliques exposé à la paraffine au fil du temps peut par exemple se boucher et être rendu inutilisable, ce qui entraîne un entraînement de liquide. Les plaques de coalescence dans la section de décantation par gravité peuvent également être bouchées, ce qui réduit la section transversale disponible pour le flux gazeux, entraînant des vitesses de gaz plus élevées et une mauvaise séparation. Pour remédier à ce problème, il convient d'utiliser d'autres éliminateurs de brouillard et d'équiper la cuve de trous d'homme ou de poignées pour permettre le nettoyage à la vapeur, au solvant ou à d'autres types de nettoyage des internes du séparateur[10].

III.4.3. Mousse

La mousse est une dispersion de gaz dans un liquide créée par agitation. Dans la plupart des cas, la mousse se brise rapidement lorsque les bulles se dilatent et que la tension de surface augmente, ce qui provoque la rupture des bulles. Si cette opération est effectuée avant la sortie de l'unité, la formation de mousse peut ne pas poser de problème pour le fonctionnement de l'unité[10].

Les problèmes de moussage typiques signalés comprennent un important transfert de liquide, un produit hors spécifications et une efficacité de l'unité fortement diminuée en raison d'un débit réduit[11]

La priorité en cas de problèmes de moussage doit être de localiser la source des composants stabilisateurs de la mousse et de les empêcher d'entrer dans l'unité. Cependant, pour une prévention immédiate de la mousse, des produits chimiques anti-mousses peuvent être introduits dans le flux du processus. L'utilisation de produits chimiques anti-mousse nécessite un mélange très soigneux, car un dosage excessif de produits chimiques anti-mousse peut en fait augmenter la formation de mousse des dispositifs de coalescence (par exemple, des plaques parallèles) peuvent également être utilisés pour briser la mousse[10].



Figure III.11 problèmes de moussage[9].

III.5. Transfert de liquide par la sortie du gaz

Quelle que soit la finesse de la conception d'un séparateur, il y aura toujours des traces de liquide dans le gaz. L'objectif des concepteurs d'un séparateur est cependant de minimiser cette quantité, car le liquide pourrait endommager l'équipement en aval, représenter des pertes économiques ou entraîner un produit non conforme aux spécifications. Même si un séparateur est correctement conçu, il peut y avoir un transfert de liquide. Un contrôle de niveau de liquide défectueux entraînant des niveaux de liquide élevés, des dommages à l'intérieur des cuves, de la mousse, des sorties de liquide bouchées ou un débit excessif peuvent tous entraîner un transfert de liquide[10].

La meilleure façon d'éviter ce phénomène est d'utiliser un extracteur de brouillard correctement conçu, associé à un capteur de sécurité de niveau élevé de liquide qui coupe le débit d'entrée si le niveau de liquide atteint un niveau trop élevé [10].

III.6. Transport de gaz par la sortie du liquide

Les faibles niveaux de liquide, le tourbillonnement et la défaillance du contrôle du niveau de liquide sont des raisons qui peuvent entraîner l'échappement de gaz par la sortie du liquide. Cela peut entraîner des dommages importants aux équipements en aval, par exemple une cavitation sur les pales de la pompe ou une rupture de la cuve en raison d'une surpression. Il est possible d'éviter le transport par le bas en utilisant des casses vortex et un capteur de sécurité de niveau bas de liquide qui coupe l'écoulement du liquide si le niveau de liquide devient trop bas[10].

III.7. Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux

Le dimensionnement d'un séparateur repose sur deux grandeurs essentielles:

- Le diamètre
- La longueur

Pour le débit gazeux, on limite la vitesse du gaz dans le séparateur de façon à ne pas avoir des gouttelettes de liquide entraînées par le gaz. La condition de non entraînement impose une section de passage au gaz minimum, donc le diamètre minimum requis c'est la méthode de décantation de la gouttelette ou de non entraînements

Pour le débit liquide (huile + eau), on doit s'assurer que celui-ci séjourne suffisamment dans le séparateur pour que le dégazage s'effectue complètement. On se fixe donc un temps de rétention suffisant (de 1 à plusieurs minutes en fonction de la difficulté de séparation), ce qui permet de déterminer le volume à offrir au liquide, c'est la méthode du temps de rétention.

La méthode d'API 12J [12].

C'est une méthode de calcul développée par l'institut américain de pétrole (American petroleum institut API) et utilisé pour le dimensionnement des séparateurs;

Les étapes de calcule des paramètres du séparateur avec cette méthode se présente comme suite :

- 1- Estimations des propriétés des fluides dans les conditions opératoires
- 2- Estimation du rapport L/D
- 3- Calcul du diamètre
- 4- Calcul de la longueur du séparateur

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

III.7.1. Calcul du débit volumique de gaz

$$Q_g = \frac{W_v}{3600 * \rho_v}$$

III.7.2. Calcul du débit volumique du liquide

On calcul le débit volumique de pétrole brut et l'eau

III.7.2.1. De la phase légère (brut)

$$Q_{LL} = \frac{W_{LL}}{60 * \rho_{LL}}$$

III.7.2.2. De la phase lourde (l'eau)

$$Q_{HL} = \frac{W_{HL}}{60 * \rho_{HL}}$$

III.7.3. Calcul la vitesse critique de gaz

On définit U_T par l'équation de Souders-Brown :

$$U_T = K \left(\frac{\rho_L - \rho_V}{\rho_V} \right)^{\frac{1}{2}}$$

d'après GPSA Handbook [13]

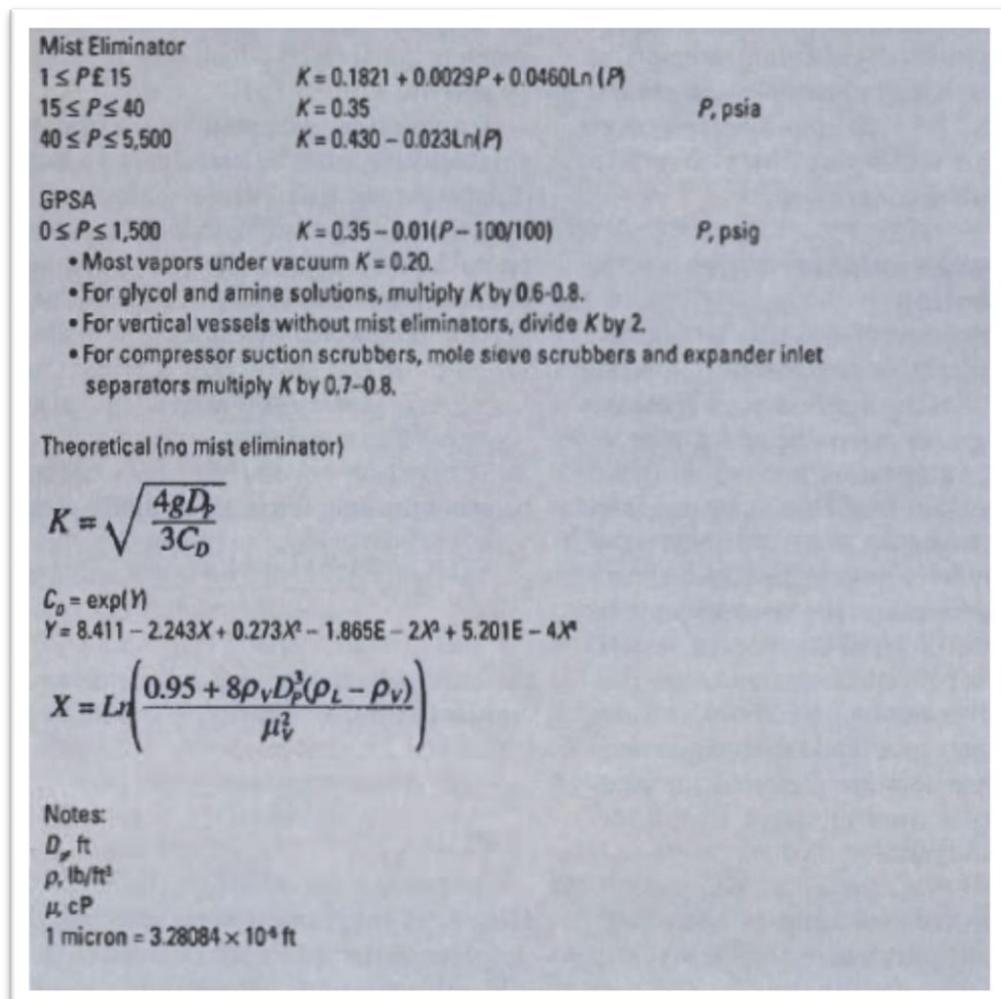


Figure III.12 Valeurs de K pour les séparateurs [13].

III.7.4. Détermination la vitesse admissible

$$U_V = 0,75 * U_T$$

III.7.5. Calcul les volumes correspondant

➤ **choisir le temps de holdup**

Rappelons que le Temps de rétention (Hold up Time) (TH) est une période pendant laquelle la quantité de liquide séparé dans un séparateur se trouve réellement dans le récipient aux fins de contrôle ou de séparation des vapeurs.

Temps de décantation (Surge time) c'est le temps nécessaire pour que les gouttelettes d'eau se décantent..

➤ **Le volume de holdup**

$$V_H = T_H * Q_L$$

Sélectionne le temps de surge

Si le volume surge n'est pas spécifié, sélectionner le temps de surge à partir du tableau IV-1

➤ **Calcul de Vs volume du surge**

$$V_s = T_s * Q_L$$

Tableau III.1 les temps du hold up et de surge [14].

	Hold up time (mn) NLL-LLL	Surge time (mn) NLL-HLL
A)- Ballon d'alimentation d'une unité	10	5
B)-Ballon séparateur alimentant		
1- une colonne	5	3
2-un autre ballon ou réservoir		
a)-avec une pompe à travers un échangeur	5	2
b)-sans pompe	2	1
3- alimentation d'un four	10	3
C)-Ballon accumulateur (reflux-produit)		
1-Reflux uniquement	3	2
2-reflux plus produit	3	2
D)-fond de colonne		

1-alimentation d'une autre colonne	5	2
2-alimentation d'une autre colonne		
a)-avec pompe ou à travers un échangeur	5	2
b)-sans pompe	2	1
E)-Ballon d'aspiration d'un compresseur	3mn entre HLL et HLSD (entre alarme et fermeture) 10mn entre ligne de soudure du fond et l'alarme HLL	
F)-ballon de torche	20à30mn à HLL	

III.7.6. Estimation L/D et calcul du diamètre du séparateur primaire

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

Le rapport L/D de la longueur au diamètre est fonction de la pression de service et voici les valeurs :

Tableau III.2 recommandation pour l'estimation du rapport L /D[14].

pression opératoire en psig	Rapport L/D
$0 \leq P \leq 250$	1,5à3
$251 \leq P \leq 500$	3à4
$P > 501$	4à6

III.7.7. Calcul de la surface totale

$$A_T = \frac{\pi}{4} * D^2$$

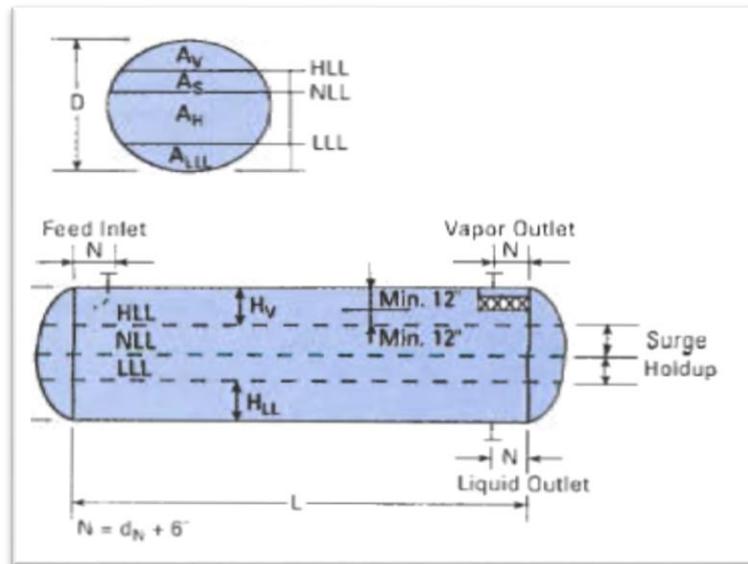


Figure III.13 séparateur horizontal à deux phases[14]

III.7.8. Calcul de désengagement de gaz

$$H_v = 0,2 * D$$

III.7.9. Calcule d' l'aire de désengagement

$$H_v / D \rightarrow A_v / A_T$$

Calculer A_v l'aire de désengagement suivant le Tableau IV.3 conversion hauteur -aire. On à la hauteur de désengagement sur le diamètre (H_v/D) on détermine ensuite A_v/A_T par l'équation empirique référencée dans l'API 12J et on déduit A_v (l'aire de désengagement) .

III.7.10. Fixer la hauteur du niveau liquide bas

$$H_{LLL} = 0,5 * D + 7$$

A partir de H_{LLL}/D on calcule A_{LLL} par l'équation empirique référencée dans l'API 12J

À partir Tableau III.3

$$H_{LLL}/D \rightarrow A_{LLL} / A_T$$

$$A_{LLL} = (H_{LLL}/D) \cdot A_T$$

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

Les valeurs des constants sont selon le cas:

Tableau III.3 conversion hauteur-aire[14].

Hv/D= f (A/AT) y= Hv/D, x= A/AT	A/AT = f (Hv/D) x= Hv/D, y= A/AT
a= 4.75593*10 ⁻⁵ b=3.924091 c=0.174875 d=-6.358805	a=0.00153756 b=26.787101 c=3.299201 d=-22.923932
e=5.668973	e=24.353518
f=4.018448	f= -14.844824
g=-4,916411	g=-36.999376
h=-1.801705	h=10.529572
i=-0.145398	i=9.892851

III.7.11. Calcul de la hauteur du déversoir

$$H_W = D - H_V$$

III.7.12. Calcul de la longueur pour le liquide L₂

$$L_2 = \frac{V_H + V_S}{A_T - A_V - A_{LLL}}$$

III.7.13. Fixer l'interface à la hauteur

Afin d'obtenir les hauteurs des liquides H_{HL}, H_{LL}

III.7.14. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd

$$H_{HL}/R \rightarrow A_{HL} / R^2$$

Comme : $R = \frac{D}{2}$

III.7.15. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide léger

$$A_{LL} = A_T - A_V - A_{LLL}$$

III.7.16. Calcul des vitesses de décantation

- du liquide lourd de la phase liquide léger

$$U_{HL} = \frac{k_N * (\rho_H - \rho_L)}{\mu_L}$$

- du liquide léger de la phase liquide lourd

$$U_{LH} = \frac{k_N * (\rho_H - \rho_L)}{\mu_H}$$

$$\text{Avec : } k_N = 2,06151 * 10^{-5} * D_p^2$$

D_p : diamètre des gouttelettes de la phase dispersée (micro)

μ_L : viscosité de la phase légère(C_p)

μ_H : viscosité de la phase lourde(C_p)

III.7.17. Calcul des temps de décantation

- du liquide lourd de la phase du liquide léger

$$t_{HL} = \frac{12 * H_{HL}}{U_{HL}}$$

- du liquide léger de la phase du liquide lourd

$$t_{LH} = \frac{12 * H_{HL}}{U_{LH}}$$

III.7.18. Calcul de la longueur minimale

$$L_1 = \max \left[\frac{t_{LH} * Q_{HL}}{A_{HL}}, \frac{t_{HL} * Q_{LL}}{A_{LL}} \right]$$

III.7.19. Calcul de la longueur du séparateur

$$L = L_1 + L_2$$

III.7.20. Calcul du temps de séparation des gouttelettes liquide de gaz

$$\phi = \frac{H_V}{U_V}$$

III.7.21. Calcul de la vitesse actuelle de gaz

$$U_{VA} = \frac{Q_V}{A_V}$$

III.7.22. Calcul de la longueur minimale nécessaire

$$L_{min} = U_{VA} * \phi$$

Etape de comparaison :

- Si $L < L_{min}$ (la différence est inférieure à 20%), ceci veut dire qu'on doit augmenter le volume de rétention de tel sorte qu'il tend vers L_{min} prendre $L = L_{min}$.
- Si $L \ll L_{min}$ (la différence est supérieure à 20%), on doit augmenter H_V , recalculer A_V et les autre l'étape.
- Si $L > L_{min}$ (la différence est inférieure à 20%), le dimensionnement est acceptable . prendre L comme longueur du ballon.

- Si $L \gg L_{min}$ (la différence est supérieur à 20%), on diminue H_V , recalculer A_V et les autre l'étape.
- Calcul de rapport L/D :

Ce rapport doit être compris entre **1,5 et 6**. Si cette condition n'est pas satisfaite, il faudra augmenter ou diminuer le diamètre de **0,5 ft** et recommencer la procédure de calcul.

- Si $L/D \ll 1,5$ réduire D (à moins qu'il soit minimum).
- Si $L/D \gg 6$ augmenter D .

III.8. Conclusion

Ce chapitre traite le concept, et les équations de dimensionnement pour la séparation de trois phases fluide non miscibles (dans ce cas, ces liquides sont le pétrole brut et l'eau de production avec le gaz Natural).

Dans ce chapitre nous étés étalés sur les paramètres essentiels de FWKO et ça méthode de calculer.

Dans le chapitre suivant nous Avon calculer le dimensionnement de séparateur horizontal Tri phasique FWKO et compare les résultats obtenir avec le constructeur .

Chapitre IV :

Résultats et Discussions

Chapitre IV : Résultats et Discussions

IV.1. Introduction

La base de toutes les installations de production de gaz ou de brut est bien évidemment le séparateur de champ, c'est-à-dire, l'appareil dans lequel s'effectuent les séparations entre les différentes phases liquides et gazeuses.

Cependant, la complexité croissante des installations de champ et notamment celles en mer, liées au souci de maximiser les récupérations et d'optimiser l'ensemble des unités de Production, font que ces installations comprennent d'autres appareils statiques de séparation, faisant intervenir eux aussi les séparations liquide-gaz.

Le dimensionnement des installations de séparation d'hydrocarbures doit être basé sur la nature et le débit des effluents à traiter. Les éléments à prendre en compte sont donc

Dans ce chapitre nous allons dimensionner notre séparateur FWKO et comparé les résultats avec le désigne proposé par le constructeur, des spécifications commerciales dans les normes.

IV.2. Évaluation des débits des différentes phases

Les tests potentiels des différents puits sont réalisés par le service puits pendant la période février et mars 2018.

IV.3. Données de base d'alimentation d'unités

Le Table IV.1 présent les paramètres spécifiques des puits producteurs, selon les derniers tests effectués sur ces puits.

Tableau IV.1 Paramètres spécifiques des puits producteurs (marche normale)[15]

	∞/ 64	heures	Bars	gr/cc	Air=1	stm ³ /h	stm ³ /h	m ³ /h	stm ³ /stm ³	%
OGR-01	15	3,0	106	0,772	0,816	1,38	724	3,7	523,0	73,0
ONR-08BIS	30	3,00	94	0,768	0,797	5,533	2876	3,269	520	37
ONR-01BIS	20	3,00	84	0,740	0,798	2,236	802	2,900	359	56
ONR-15	15	3,00	77	0,745	0,795	0,690	285	2,509	413	78
ONR-09	20	3,00	144	0,750	0,793	1,829	1225	2,262	670	55
ONR-05	25	3,00	17	0,750	0,804	0,542	25	2,174	47	80
ONR-03	20	3,00	164	0,730	0,791	5,600	2913	1,373	520	20
ONR-11	30	3,00	127	0,740	0,790	11,716	6007	0,000	512,7	0
ONR-17	15	3,00	224	0,730	0,797	5,885	2326	0,000	395	0

NR-07	25	3,00	70	0,724	0,792	4,514	1843	0,000	408	0
GED01	20	3,0	150	0,770	0,794	6,93	1195	1,4	172,0	17,0
SOMME						46,8542171	20221,113	19,6		

Tableau IV.2 Paramètres spécifiques des puits producteurs (avec nouveaux puits)[15]

Puits	Duse	Durée	P.tête	Densité gaz	Densité d'huile	debit de l'huile	debit de gaz	Débit d'eau	GOR	W Cut
	../ 64	eures	ars	r/cc	Air=1	stm^3/h	stm^3/h	m3/h	stm3/stm3	%
OGR-01	15	3,0	106	0,772	0,816	1,38	724	3,7	523,0	73,0
ONR-08BIS	30	3,00	94	0,768	0,797	5,533	2876	3,269	520	37
ONR-01BIS	20	3,00	84	0,740	0,798	2,236	802	2,900	359	56
ONR-15	15	3,00	77	0,745	0,795	0,690	285	2,509	413	78
ONR-09	20	3,00	144	0,750	0,793	1,829	1225	2,262	670	55
ONR-05	25	3,00	17	0,750	0,804	0,542	25	2,174	47	80
ONR-03	20	3,00	164	0,730	0,791	5,600	2913	1,373	520	20
ONR-11	30	3,00	127	0,740	0,790	11,716	6007	0,000	512,7	0
ONR-17	15	3,00	224	0,730	0,797	5,885	2326	0,000	395	0
ONR-07	25	3,00	70	0,724	0,792	4,514	1843	0,000	408	0
GED01	20	3,0	150	0,770	0,794	6,93	1195	1,4	172,0	17,0
ONR S1	15	3,0	57	0,768	0,802	2,03	348	0,0	171,0	0,0
GED02	20	3,0	121	0,780	0,794	6,42	1188	0,0	185,0	0,0
CENS01	30	2,0	214	0,908	0,762	13,587	10665	0,0	784,9	0,0
CEN01	25	3,0	223	0,690	0,784	6,514	5446	0,0	836,0	0,0
CEN02	30	2,3	183	0,706	0,795	15,439	8440	0,0	547,0	0,0
HBKN 1	15	3,0	51	0,718	0,803	1,58	259	0,0	164,0	0,0
SOMME						92,4242	46567,1	19,6		

Remarque :

Les nouveaux puits producteurs sont : ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1.

IV.4. Choix du débit de dimensionnement

Tableau IV.3 Paramètres d'entrée du FWKO.

Débit gaz	Q_g	20221,113	m3/h
		485306.712	m3/j
Température	T	60	°C
Pression	P	12	Bar
Densité d	D	0,742	
Factor de compressibilité Z	Z	0,9377	
Masse moléculaire MW	MW	20,6	g/mol
Viscosité μ_p	μ	1,175E-02	Cp
Débit Huile	Q_o	46,8542171	m3/h
		1124.50	m3/j
Densité (Oilspecificgravity)	D	0,795	
Masse volumique (Oildensity)		46,561	API°
Débit eau	Q_w	19,6	m3/h
		470.4	m3/j

IV.5. Dimensionnement et paramètres des solutions proposées

Selon le méthode API 12J on calculer :

IV.6. Application numérique

IV.6.1. Calcul du débit volumique de gaz

$$Q_g = \frac{W_v}{3600 * \rho_v} = 198,36 \left(ft^3 / sec \right)$$

IV.6.2. Calcul du débit volumique du liquide

On calcul le débit volumique de pétrole brut et l'eau

IV.6.2.1. De la phase légère (brut)

$$Q_{LL} = \frac{W_{LL}}{60 \cdot \rho_{LL}} = 27,57 \left(ft^3 / mn \right)$$

IV.6.2.2. De la phase lourde (l'eau)

$$Q_{HL} = \frac{W_{HL}}{60 \cdot \rho_{HL}} = 11,53 \left(ft^3 / mn \right)$$

IV.6.3. Calcul la vitesse critique de gaz

On définit U_T par l'équation de Sauders-Brown :

$$U_T = K \left(\frac{\rho_L - \rho_V}{\rho_V} \right)^{\frac{1}{2}} = 0,15 \left(ft / sec \right)$$

D'après le Figure (Figure III.13) GPSA Handbook les valeurs de K pour les séparateurs :

$$0 < P < 1500 \text{ Psig } K = 0,35 - 0,01 \left(\frac{P-100}{100} \right)$$

$$0 < 174 < 1500 \text{ Psig } K = 0,35 - 0,01 \left(\frac{174-100}{100} \right) = 0,34 \text{ (psi)}$$

(Psig+Patm=Psia)

IV.6.4. Détermination la vitesse admissible

$$U_V = 0,75 * U_T$$

$$U_V = 0,75 * U_T = 0,11 \left(ft / sec \right)$$

IV.6.5. Calcul les volumes correspondant**IV.6.5.1. Choisir le temps de holdup et surge**

D'après le tableau (tableau III.1) on va choisir le temps de holdup $T_H = 10 \text{ min}$ et le temps de surge $T_S = 5 \text{ min}$.

➤ **Le volume de holdup**

$$V_H = T_H * Q_L = 275,7 \left(ft^3 \right)$$

➤ **Calcul de volume du surge**

$$V_S = T_S * Q_L = 137,85 \left(ft^3 \right)$$

IV.6.6. Estimation L/D et calcul du diamètre du séparateur primaire

D'après le tableau (tableau III.2) on a $0 \leq P \leq 250$ le Rapport L/D sera entre 1.5 et 3 donc on va estimer $L/D = 3$.

IV.6.7. Calcul de diamètre de séparateur

$$D = \left[\frac{4*(V_H+V_S)}{\pi*0,6*(L/D)^{\frac{1}{4}}} \right]^{\frac{1}{3}} = 8,55 \text{ (ft)}$$

IV.6.8. Calcul de la surface totale

$$A_T = \frac{\pi}{4} * D^2 = 57,38 \text{ (ft}^2\text{)}$$

IV.6.9. Fixer la hauteur du niveau bas liquide H_{LLL}

Tableau IV.4 la hauteur du niveau liquide bas [14].

Diameter	Vertical LLL		Horizontal LLL
	< 300 psia	>300 psia	
≤ 4 ft	15 in	6 in	9 in
6 ft	15 in	6 in	10 in
8 ft	15 in	6 in	11 in
10 ft	6 in	6 in	12 in
12 ft	6 in	6 in	13 in
16 ft	6 in	6 in	15 in

$$H_{LLL} = 0,5 * D + 7inch$$

$$H_{LLL} = 0,5 * D + 7 = 11,27 \text{ (inch)}$$

À partir Tableau III.3

$$H_{LLL}/D \rightarrow A_{LLL} / A_T$$

$$A_{LLL} = (H_{LLL}/D) * A_T = 3,43 \text{ (ft}^2\text{)}$$

IV.6.10. Calcul de la hauteur de désengagement de gaz

$$H_v = 0,2*D = 1,71 \text{ (ft)}$$

IV.6.11. Calcul de surface de gaz

À partir Tableau III.3

$$H_v / D \rightarrow A_v / A_T$$

$$A_v = 8,18 \text{ (ft}^2\text{)}$$

IV.6.12. Calcul de la hauteur du déversoir (Weir)

$$H_W = D - H_V = 6,84 \text{ (ft)}$$

IV.6.13. Calcul de la longueur pour le liquide L₂

$$L_2 = \frac{V_H + V_S}{A_T - A_V - A_{LLL}} = 9,03 \text{ (ft)}$$

IV.6.14. Fixer l'interface à la hauteur:

$$H_{HL} = 1,1 \quad , \quad H_{LL} = 1,1 \quad \text{(ft)}$$

IV.6.15. Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd (l'eau)

$$H_{HL}/R \rightarrow A_{HL}/R^2$$

Comme :

$$R = \frac{D}{2} \Leftrightarrow A_{HL} = 4,27 \text{ (ft}^2\text{)}$$

IV.6.16. Calcule la surface du compartiment occupé par le liquide léger (brut)

$$A_{LL} = A_T - A_V - A_{LLL} = 45,77 \text{ (ft}^2\text{)}$$

IV.6.17. Calcul des vitesses de décantation

$$k_N = 2,06151 * 10^{-5} * D_p^2 = 0.20$$

Le diamètre des gouttelettes liquide ($D_p = 100$)

Du liquide lourd de la phase liquide léger

$$U_{HL} = \frac{k_N * (\rho_H - \rho_L)}{\mu_L} = 3,34 \text{ (inch/mn)}$$

Du liquide léger de la phase liquide lourd

$$U_{LH} = \frac{k_N * (\rho_H - \rho_L)}{\mu_H} = 4,81 \text{ (inch/mn)}$$

IV.6.18. Calcul des temps de décantation

Du liquide lourd de la phase du liquide léger

$$t_{HL} = \frac{12 * H_{HL}}{U_{HL}} = 3,95 \text{ (mn)}$$

Du liquide léger de la phase du liquide lourd

$$t_{LH} = \frac{12 * H_{HL}}{U_{LH}} = 2,74 \text{ (mn)}$$

IV.6.19. Calcul de la longueur minimale L_1

$$L_1 = \max \left[\frac{t_{LH} * Q_{HL}}{A_{HL}}, \frac{t_{HL} * Q_{LL}}{A_{LL}} \right] = \max[7,40 ; 2,26]$$

$$L_1 = 7,40(ft)$$

IV.6.20. Calcul de la longueur du séparateur

$$L = L_1 + L_2 = 16,43(ft)$$

IV.6.21. Calcul du temps de séparation du liquide de gaz

$$\emptyset = \frac{H_V}{U_V} = 15,54(sec)$$

IV.6.22. Calcul de la vitesse actuelle de gaz

$$U_{VA} = \frac{Q_V}{A_V} = 24,24 (ft/sec)$$

IV.6.23. Calcul de la longueur minimale nécessaire

$$L_{min} = U_{VA} * \emptyset = 376,69 (ft)$$

IV.6.24. Calcul de rapport L/D

$$L/D = 1,92$$

Donc on aura $1,5 < \frac{L}{D} = 1,92 < 6$ ce qui est conforme à la norme.

IV.7. Interprétation des résultats

Tableau IV.5 comparatif entre le cas design et le calculé

			<i>Calculé</i>	<i>Design</i>
Débit gaz	Q_g	m ³ /j	485306,712	1133758.37
débit Huile	Q_o	m ³ /j	1124,50	1136
		bbl/day	7072.89	7147,5
débit eau	Q_w	m ³ /j	470.4	459
		bbl/day	2958.72	2887.023
Longueur	L	Foot	16 ,43	15
		M	5	4,57
Diamètre	D	Inch	102,75	88
		M	2,61	2,24
Rapport	L/D		1,92	2,14

Les résultats obtenues par cette méthode de calcul montre une **variation légère** et observable entre le design proposé par le constructeur et celle obtenue par notre méthode de calcul. Cette variation réside dans la mesure de la longueur et du diamètre de séparateur et qui est du à l'augmentation essentielle du débit de l'eau obtenu dans le calcul.

Ce séparateur admettra un débit maximal pour la séparation, en contrepartie et a cette quantité de charge offerte la séparation sera **mauvaise**, ainsi la difficulté d'avoir des **spécifications commerciales dans les normes**

L'augmentation du débit d'eau libre actuellement agit d'une manière générale sur les dimensions du séparateur et en particulier sur la longueur par rapport au débit utiliser par le constructeur, avec une augmentation de $(470.4-459=11.4 \text{ m}^3/\text{j})$ du débit de l'eau par rapport au design, une différence de **0.43 m** en longueur et une différence de diamètre de **0,37 m**.

Le séparateur FWKO est conçu pour traiter un débit d'huile de $1136 \text{ m}^3/\text{j}$ qui sont à la limite presque de débit actuel qui est de $1124.50 \text{ m}^3/\text{j}$.

L'entrée en production des nouveaux puits a pour objectif d'augmenter la production, cette augmentation en production s'accompagne d'une augmentation du débit d'huile.

Les tests DST (Drill stem test) des nouveaux puits (ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1) ont démontré une absence totale de l'eau, cette condition nous permettra de by-passer le FWKO afin d'éviter l'état de sous dimensionnement et l'engorgement du FWKO qui lui permette une meilleure séparation dans le respect des limites de débit

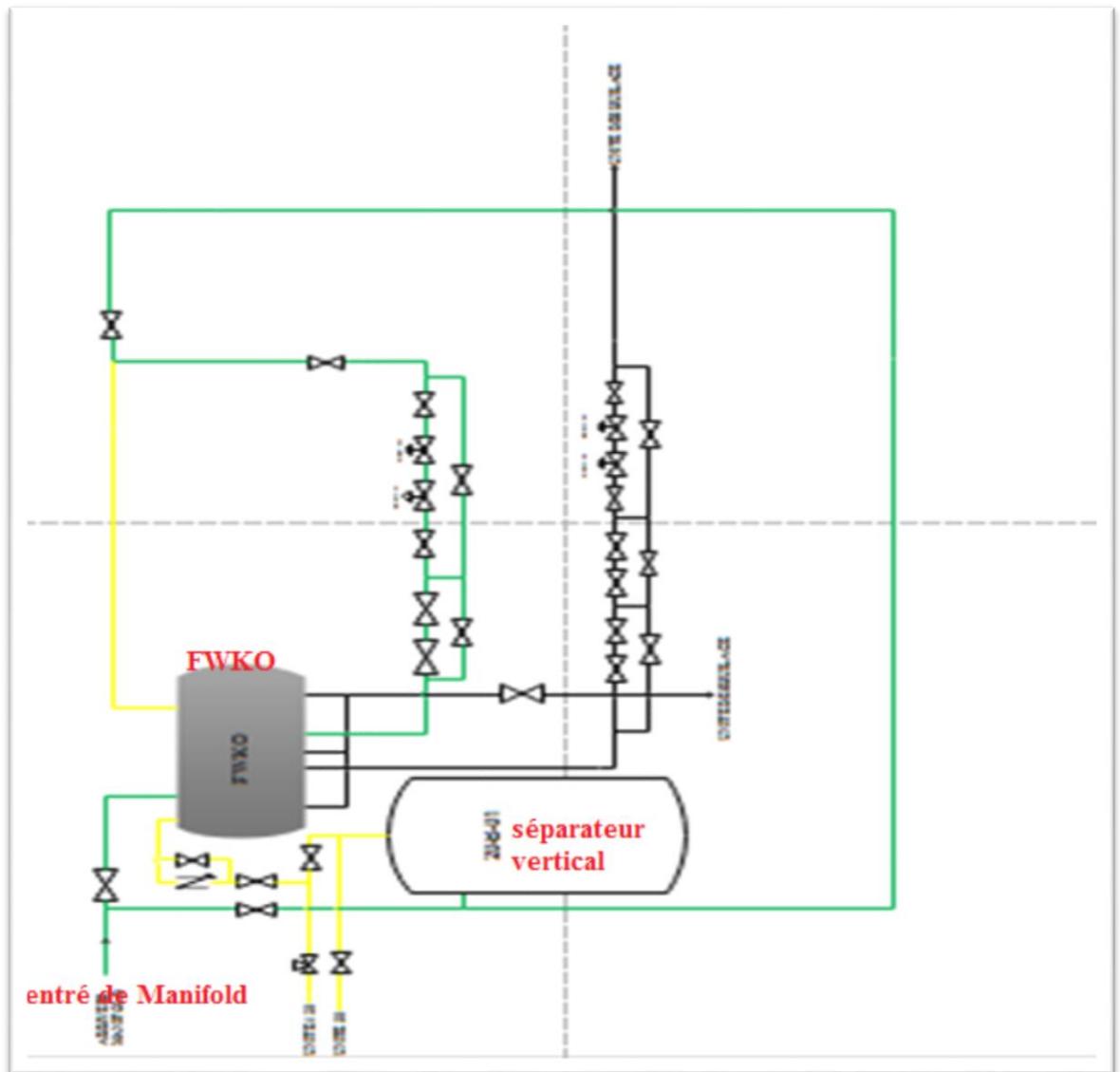


Figure IV.1 Schéma de raccordement du FWKO.

IV.8. Les différents cas de fonctionnements

Le tableau ci-dessus donne une comparaison générale des différents cas de fonctionnement possible dans l'installation :

Tableau IV.6 comparatif des différents cas de fonctionnements proposés

Unité		Design (FWKO)	marche normale 01	marche normale avec nouveaux puits 02	marche normale avec (100 m3/j lavage des puits) 03	Marche normale avec nouveau puits Avec 100 m3/j lavage des puits 04
Débit gaz	Q_g m3/j	1133758.37	485306.71	1117610.4	485306.64	1117610.4
débit Huile	Q_o m3/j	1136	1124.50	2218.18	1124.50	2218.18
	Q_o bbl/day	7147,5	7072.89	14392.21	10637.83	14392.21
débit eau	Q_w m3/j	459	470.4	470.4	570.4	570.4
	Q_w bbl/day	2887.22	2958.72	2958.72	3587.70	3587.70
Débit des liquides	m3/j	1595	≈1594.9	≈2688	≈1694	≈2788
	bbl/day	10032	10031	16907	10654	17535

Cas 01 : Pour la marche actuelle avec un débit de liquide 1594.9 m3/j est inférieur à 1595 m3/j donc la totalité passe à travers FWKO (**1594.9 m3/j inférieur à 1595 m3/j**).

Cas 02 : on a remarqué que les nouveaux puits (ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1).ne contiennent pas d'eau dans ce cas on les by passe directement a 20 B 01 ce qui implique le retour au **cas 01**

Cas 03 : Si on ajoute 100 m3/j d'eau (lavage des puits) le débit de liquide sera 1694m3/j est supérieur à 1595 m3/j ; dans ce cas en doit sélectionnée les puits qui ne contiennent pas d'eau et de les faire by passé FWKO en les orientant vers 20 B 01 via la nouvelle ligne à réaliser (modification).

Les puits sélectionnée sont : ONR 7 ; ONR11 ; ONR17

Débit de liquide sera 1694 m3/j - (22 *24) m3/j = 1166 m3/j est inférieur à 1595 m3/j.

Cas 04 : le débit liquide est de 2108 m3/j est supérieur à 1595 m3/j ce qui nous amène

a by passé les nouveaux puits (ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1).et avec sélectionne des puits qui ne contiennent pas de l'eau ce qui implique le retour au cas 03(ONR 7 ; ONR11 ; ONR17) Débit de liquide sera $1694 \text{ m}^3/\text{j} - (22 \times 24) \text{ m}^3/\text{j} = 1166 \text{ m}^3/\text{j}$ est inférieur à $1595 \text{ m}^3/\text{j}$.

4.6. Solution proposée

Pour assurer une bonne séparation avec des spécifications commerciales dans les normes on propose deux solutions temporaires et permanentes :

IV.8.1. Solution temporaire

Comme le DST (Drill stem test) montre que les nouveaux puits ne contiennent pas d'eau on propose que :

- Le nouveau manifold (puits ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1) sera raccordé aux installations en faisant le by passé vers 20 B 01(séparateur verticale).

IV.8.2. Solution permanente

Ajouter un autre FWKO en parallèle mais comme le champ Oued Noumer est installé pour une Capacité de production de 4000 tonnes/j de huile et pour éviter tout de sous dimensionnement et l'engorgement du FWKO il est préférable de faire un dimensionnement considérant tout la capacité prévoir.

IV.9. Conclusion

Vu l'importance du service traitement consistant à livrer un brut bien raffiné selon des normes internationales tel ainsi sa commercialisation ce qui passe à bien suivre les différentes étapes de traitement tel que séparation, Dessalage, Stabilisation et vue

l'immensité de l'étude détaillée de tous ces procédés, Notre préoccupation c'est basé sur l'un de ces procédés qui est la séparation vu sa importance dans la chaîne du traitement.

Suite aux résultats obtenus ayant remarqué :Le ballon de séparation offre un rendement bien avec des conditions.

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

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

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale et Perspectives

L'activité de production des hydrocarbures génère un volume important de l'eau libre (augmentation du WOR), nuisible pour la séparation, en quantité notable réduit le rendement de l'unité de séparation qui se traduit par : la baisse de température aux fours, mauvais dégazage, augmentation de la TVR qui ne devrait pas excéder a 700mbar ,hausse de pression des séparateur MP et BP, pompage des compresseur et perte des produits lourds vers la torche (fumées noirs).Mécaniquement elle cause la corrosion des équipements par conséquence réduit la durée de vie de l'installation.

Ce mémoire a pour objectif l'étude de la mise en marche du FWKO installé dans l'unité de séparation au sein de centre de production d'ONR. L'étude de la capacité de cet équipement a traité le débit actuel et nous a conduit a rassemblé des informations sur les quantités d'effluents venant de chaque puits d'ONR, ainsi que leurs caractéristiques, après avoir suivi une méthode de calcul. En comparant nos résultats avec ceux du constructeur, nous avons conclu que le séparateur garde à la limite encore la marge de bon fonctionnement.

Les résultats obtenus nous ont conduits à constater que même avec l'augmentation du débit d'eau depuis 2011 (année de réception du FWKO), la conformité et la capacité du FWKO à traiter le débit actuel reste inchangeable, bien que le débit d'eau du design soit d'environ 459 m3/j alors qu' actuellement nous somme à 470 ,4 m3/j, le processus de séparation se fait de manière satisfaisante et efficace, de plus l'effluent sortant du FWKO subit une autre séparation dans le ballon 20B01, ce qui lui permet de se débarrasser du reste de l'eau restante ainsi gardé la fonctionnalité du séparateur horizontale qui est la séparation tri phasique.

L'analyse de l'unité de séparation et des différentes charges d'huile, d'eau nous a permis de proposer une modification de raccordement des puits avec l'entrée en production des nouveaux puits ONRS01, GED2, CENS01 ,CEN01, CEN02 et HBKN1, notamment faire by-passer le FWKO étant donné que ces puits ne contiennent que des traces de l'eau.

Recommandations

D'après l'étude des débits de l'eau qui augmente année après autre, nous recommandant une étude de l'évolution du champ (débit des effluents, évolution du fluide) ainsi qu'une analyses des effluents pendant le fonctionnement du FWKO, dans le but de s'assurer de la bonne séparation des fluides entrant dans cet équipement, s'il se révèle incapable de traiter un surplus de débit, une solution est envisageable qui est le by-pass des puits qui ne contiennent pas de l'eau dans leurs composition.

En ce qui concerne les nouveau puits ONRS01, GED2, CENS01, CEN01, CEN02 et HBKN1. On préconise un raccordement avec une nouvelle ligne du nouveau manifold vers le 20B01 et qui doit posséder une vanne ESDV en cas d'arrêt d'urgence, nous proposons également, la rénovation de la ligne de purge 20B01 ainsi que son système de régulation de niveau d'eau.

Ajouter un autre FWKO en parallèle pour éviter tout de sous dimensionnement et l'engorgement du FWKO il est préférable de faire un dimensionnement considérant tout la capacité prévoir.

BIBLIGRAPHIE

BLIOGRAPHIE

- [1] Y. Mokrane, “Actualisation des paramètres de fonctionnement du séparateur FWKO du centre de production d’AIT KHEIR”, Sonatrach, Direction Régionale Hassi-R’mel, 2017.
- [2] L.Beldjoudi, “Optimisation des paramètres de service des sécheurs gaz (T,P,Q,t) pour une meilleure efficacité,” Sonatrach, Direction ONR 2017.
- [3] R.NAAM, “Etude de l'influence des paramètres actuels sur le rendement du turbo-expander et amélioration des paramètres du turbo-expander,” Sonatrach, Direction ONR, 2018.
- [4] F. Kechadi, “Optimisation de production de brut par la simulation de l'unité de séparation sur logiciel HAYSYS” Sonatrach, Direction ONR, 2018. Manuel
- [5] SOFREGAZ,Manuei operatoire 020, separation , Sonatrach, Direction ONR.
- [6] SOFREGAZ, Manuei operatoire 030, comperssion ,Sonatrach,Direction ONR.
- [7] SOFREGAZ, Manuei operatoire de l'unité d'extraction du GPL, Sonatrach, Direction ONR, 1996.
- [8] A. Bråthen, “Development of Processes for Natural Gas Drying”, Energy and Process Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2008.
- [9] Support de formation total, Equipment, les séparateurs, 2007.
- [10] K.Arnold &M.Stewart, Surface production operations second ed., 2008.
- [11] K.Arthur & L.Nielsen, Gas Purication 1997.
- [12] API12J, Secification for oil and gaz separator, seventh ed., 1989.
- [13] G.Boyun ,A.Galambor,Natural gas engineering handbook,university of louisiana at lafayette,2005..
- [14] W.Svrcek, W.Monnerly, “Design two-phase separators within the right limits,” university of calgary, 1993.
- [15] K.Nettari, Mesure BHP, 2018.

Résumé

Les séparateurs jouent un rôle très important dans la plupart des installations de traitement que l'on trouve aujourd'hui, et constituent également une partie fondamentale du concept alternatif de déshydratation du gaz naturel proposé.

Notre travail a pour objectif d'étudier la mise en service d'un séparateur horizontale de type FWKO dans le champ de Oued-Noumer - unité de séparation, afin d'éliminer l'eau qui ne cesse d'augmenter en débit.

Pour ce faire, nous avons étudié les dimensions de ce séparateur tri-phasique en utilisant la méthode API 12J, et comparer les résultats obtenu avec celle donné par le constructeur.

Mots clés: Séparation, traitement, séparateur ; dimensionnement.

Abstract

Separators play a very important role in most of the processing facilities found today, and are also a fundamental part of the proposed alternative concept of natural gas dehydration.

The objective of our work is to study the commissioning of a horizontal separator type FWKO in the Oued-Noumer field - separation unit, in order to remove the water which is constantly increasing in flow.

To do so, we studied the dimensions of this three-phase separator using the API 12J method, and compared the results obtained with those given by the manufacturer.

Key words: Separation, treatment, separator; sizing..

الملخص

تلعب الفواصل دوراً مهماً للغاية في معظم مرافق المعالجة الموجودة اليوم، وهي أيضاً جزء أساسي من المفهوم البديل المقترح لتجفيف الغاز الطبيعي.

يهدف عملنا إلى دراسة تشغيل فاصل أفقي من نوع FWKO في حقل واد-نومر - وحدة الفصل ، من أجل القضاء على المياه التي تستمر في الزيادة في التدفق.

للقيام بذلك، قمنا بدراسة أبعاد هذا الفاصل ثلاثي الأطوار باستخدام طريقة API 12J، وقارننا النتائج التي تم الحصول عليها مع تلك التي قدمتها الشركة المصنعة.

الكلمات المفتاحية: الفصل, المعالجة, الفاصل, الأبعاد.