

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE MINISTERE DE
L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DE BLIDA 1
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE MECANIQUE

Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du Diplôme de Master en Génie Mécanique
Spécialité : Installation énergétique et Turbomachine

**Etude et Simulation d'un Séparateur tri-phasique
pour l'unité de Production de Sonatrach à l'ONR**

Promoteur :

DR. ROUDANE MOHAMED

CO-Promoteur :

MR.ZEGUINE BELQASSIM

Réalisé par :

ZERIRI MOHAMED

EDDALIA MONCEF

Promotion: 2022/2023

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

REMERCIEMENTS

Nous tenons à témoigner toute notre reconnaissance aux personnes suivantes :

*Notre promoteur ROUDANE MOHAMED et notre Co-promoteur ZEGUINE
BELQASSIM pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire.*

*Nous désirons remercier toutes les personnes qui par leurs conseils et leurs
critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté de répondre à mes questions
durant mes recherches.*

*Nous tenons spécialement remercier la famille SONATRACH qui ont été notre
grand soutien.*

Nous remercions nos chers parents qui ont été toujours là pour nous.

MERCI

DÉDICACES

Je dédie ce mémoire

A mes chers parents

Ma mère et mon père

Pour leur patience, leur amour, leur soutien et leurs encouragements

A mon frère et ma sœur

A mes amis et mes collègues

Je le dédie aussi à ma promotion de master mécanique.

Sans oublier les enseignants qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

MOHAMED

DÉDICACES

Je dédie ce modeste travail à ma mère et mon père symboles d'affection et d'amour, qui ont sacrifié tout leur temps pour mon bonheur et ma réussite. Ils trouveront ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Ma très grande affection également à tous les membres de ma famille mes sœurs ma cher femme. Mes oncles, mes tantes, mes cousins et cousines qui m'ont soutenues durant toute la période de mes études. A tous mes amis Akram, Samir Abdelghani, Elhaddi, Mourad, Malek, Oussama, islem, mes collègues et à tous ceux que J'aime.

MONCEF

Résumé :

Le séparateur triphasé est un équipement essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière, utilisé pour séparer les mélanges de pétrole, de gaz et d'eau. Le mémoire met en évidence les différentes étapes nécessaires pour effectuer le dimensionnement du séparateur et pour résoudre le problème actuel, en se concentrant sur l'utilisation du logiciel HYSYS. En utilisant les paramètres (débit, température, pression)

Mots clés : séparateur triphasé, types de séparateurs, dimensionnement, unité de traitement de gaz, ASPEN HYSYS 2021.

Abstract:

The three-phase separator is an essential equipment in the oil and gas industry, used to separate mixtures of oil, gas, and water. The thesis highlights the different steps necessary to perform the sizing of the separator and to solve the current problem, focusing on the use of HYSYS software. By using parameters such as flow rate, temperature, and pressure,

Keywords: three-phase separator, types of separators, sizing, gas processing unit, ASPEN HYSYS 2021.

ملخص:

المفصل الثلاثي هو تجهيز اساسي في صناعة النفط والغاز، ويستخدم لفصل خليط من النفط والغاز والماء، تسلط المذكرة الضوء على الخطوات المختلفة اللازمة لتصميم المفصل وحل المشكلة الحالية، مع التركيز على استخدام برنامج HYSYS الذي يعتمد على استخدام المعلومات (معدل التدفق، درجة الحرارة، الضغط).

الكلمات الرئيسية : المفصل الثلاثي، انواع المفاصل، تصميم، وحدة معالجة الغاز ASPEN HYSYS 2021 .

SOMMAIRE :

INTRODUCTION GENERALE	2
Chapitre I : Présentation de champ OUED-NOUMER	4
I-1 Introduction	5
I-2 Le champ de Hassi R'mel	5
I-3 Description de Champ OUED-NOUMER	6
I-3.1 Situation géographique	6
I-3.2 Situation géologique	6
I-4 Capacité	7
I-5 Présentation des gisements	7
I-6 Historique d'exploitation	8
I-7 Ressources humaines	8
I-8 Description technologique	9
I-8.1 Unité de séparation (unité 20)	9
I-8.1.A Séparateur HP 020B01	9
I-8.1.B Piège à bouchons liquides 020B02	9
I-8.1.C Séparateur MP 020B03	10
I-8.1.D Séparateur BP 020B04	10
I-8.1.E Four de stabilisation 020F01A/B	10
I-8.1.F Groupe injection d'eau de lavage 020P01A/B et 020P02A/B	10
I-8.2 Unité de compression (unité 30)	11
I-8.3 Description de l'unité de stockage d'huile 60 T 01	13
I-8.3.A Sur le toit	13
I-8.3.B Sur la robe	14
I-8.3.C Dispositif d'arrosage	14
I-8.3.D Dispositif à mousse	14
I-8.4 Liste des équipements de sécurité	15
I-8.5 L'exploitation de l'unité de stockage 60	15
I-9 Intérêt pétrolier	16
Conclusion	16

Chapitre II : Séparateurs dans l'industrie du pétrole et gaz	17
II-1 Introduction	18
II-2 Définition d'un séparateur	18
II-3 Les différents types de séparateurs	19
II-3.1 Séparateur vertical	19
II-3.1.A Séparateur vertical deux phases	20
II-3.1.A.1 Déviateur d'entrée (Inlet Diverter)	22
II-3.1. A.2 Section de décantation de gravité (Gravity Settling Section)	22
II-3.1.B Séparateur Tri Phasique	22
II-3.2 Séparateur horizontal	23
II-3.2.A Séparateur horizontal deux phases	24
II-3.2.B Séparateur horizontal trois phases	25
II-3.3 Séparateur sphérique	26
II-4 Fonctionnement des séparateurs	27
II-4.1 Les sections d'un séparateur	27
II-4.1.A Section de séparation primaire	27
II-4.1.B Section de séparation secondaire	28
II-4.1.C Section de Coalescence	28
II-4.1.D Section de Collecte	29
II-4.2 Les internes d'un séparateur	30
II-4.2.A Le déflecteur (Deflector or diverter plate)	30
II-4.2.B Le Coalesceur (Demister pad / Coalescing pack)	30
II-4.2.C Le plateau de barrage ou déversoir (Weir or Weir plate)	31
II-4.2.D Le Casseur de Vortex ou Anti-Vortex (Vortex breaker or anti-vortex)	31
II-5 FWKO (Free Water Knock Out)	32
II-6 Caractéristiques générales d'un séparateur	32
II-7 Paramètres à surveiller sur un séparateur	33
II-8 Classification des séparateurs	33
II-9 Séparateur de test (jaugeage)	34
II-10 Le slug catcher	35
II-11 Sommaire des avantages et inconvénients	36
Conclusion	36

Chapitre III : Dimensionnement d'un Séparateur	37
III-1 Introduction	38
III-2 Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux	38
III-2.1 La première méthode (méthode théorique)	39
III-2.1.1 Calcul du débit volumique de gaz	39
III-2.1.2.A De la phase légère (brut)	39
III-2.1.2.B De la phase lourde (l'eau)	39
III-2.1.3 Calcul la vitesse critique de gaz	40
III-2.1.4 Détermination de la vitesse admissible	40
III-2.1.5 Calcul des volumes correspondant	40
III-2.1.6 Estimation L/D et calcule du diamètre du séparateur primaire	41
III-2.1.7 Calcul de la surface totale	41
III-2.1.8 Calcul de désengagement de gaz	41
III-2.1.9 Calcule de l'aire de désengagement	41
III-2.1.10 Fixer la hauteur du niveau liquide bas	42
III-2.1.11 Calcul de la hauteur du déversoir H	42
III-2.1.12 Calcul de la longueur pour le liquide	42
III-2.1.13 Fixer l'interface à la hauteur	42
III-2.1.14 Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd	42
III-2.1.15 Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide léger	43
III-2.1.16 Calcul des vitesses de décantation	43
III-2.1.17 Calcul des temps de décantation tHL	43
III-2.1.18 Calcul de la longueur minimale	43
III-2.1.19 Calcul de la longueur du séparateur	43
III-7.20 Calcul du temps de séparation des gouttelettes liquide de gaz	44
III-2.1.21 Calcul de la vitesse actuelle de gaz	44
III-2.1.22 Calcul de la longueur minimale nécessaire	44
III-2.1.22 Calcul de la longueur minimale nécessaire	44
III-2.2 La deuxième méthode (calculer par logiciel HYSYS)	45
III-2.2.1 Marques d'identité et de service (V 1503)	47
III-2.2.2 Les caractéristiques techniques V1503	47
Conclusion	47

Chapitre IV :	48
IV-1 Introduction	49
IV-2 Principe de fonctionnement	49
IV-3 Modes de fonctionnement des simulateurs	50
IV-3.1 Utilisation de la simulation	50
IV-3.2 La démarche à suivre	50
IV-3.3 La simulation et le simulateur	51
IV-4 Les équations d'état	52
IV-4.1 Equation d'état de REDLICH-KWONG (RK)	52
IV-4.2 Equation de SOAVE-REDLICH-KWONG (SRK)	52
IV-4.3 Equation de PNG-ROBINSON	53
IV-5 Partie simulation et discussion des résultats	53
IV-6 Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS	53
IV-7 La simulation	55
IV-7.1 OBJECTIF DE L'INSTALLATION DU SEPARATEUR HORIZONTAL V1503	61
Conclusion	69
CONCLUSION GENERALE	72

LISTE DES FIGURES :

Figure I-1 : Plan de l'exploitation rationnelle du champ Hassi R'mel	5
Figure I-2 : Localisation du champ Oued Noumer	6
Figure I-3 : Réseau de collecte des gisements à Oued Noumer avec 2,75 km de profondeur	7
Figure I-4 : Organigramme de la direction Oued Noumer	8
Figure I-5 : Schéma synoptique de l'unité 20	9
Figure I-6 : Schéma synoptique de l'unité 30	11
Figure I-7 : Schéma reliant l'unité 20 avec l'unité 30	13
Figure I-8 : Jeu de vannes (production et expédition)	16
Figure II-1 : Principe de séparation par gravité	19
Figure II-2 : Vue extérieure d'un séparateur vertical	20
Figure II-3 : Exemple typique de Scrubber	21
Figure II-4 : Vue détaillée d'un scrubber	22
Figure II-5 : Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases	22
Figure II-6 : Déviateur d'entrée	23
Figure II-7 : Extracteur de brouillard	23
Figure II-8 : Vue détaillée d'un séparateur triphasique	24
Figure II-9 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique	25
Figure II-10 : Vue écorchée d'un séparateur horizontal diphasique	25
Figure II-11 : Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique	26
Figure II-12 : Diagramme simple d'un séparateur trois phases	27
Figure II-13 : Séparateurs sphériques 2 phases	27
Figure II-14 : Vue des équipements d'un séparateur	28
Figure II-15 : Les différentes sections sur un séparateur sphérique	28
Figure II-16 : Les différentes sections sur un séparateur vertical	29
Figure II-17 : Les différentes sections sur un séparateur horizontal	30
Figure II-18 : déflecteur	30
Figure II-19 : Wire Mesh	31
Figure II-20 : Plateau de barrage perforé	31
Figure II-21 : phénomène de vortex	32
Figure II-22: Casseur de Vortex	32

Figure II-23 : Déflecteur	32
Figure II-24 : FWKO - Free Water Knock Out	33
Figure II-25 : Séparateur de teste	35
Figure II-26 : Slug Catcher	36
Figure III-1 : Capture N°1 sur logiciel HYSYS	46
Figure III-2 : Capture N°2 sur logiciel HYSYS	46
Figure III-3 : Capture N°3 sur logiciel HYSYS	47
Figure III-4 : Capture N°4 sur logiciel HYSYS	47
Figure IV-1 : Capture N°1 sur HYSYS	54
Figure IV-2 : Capture N°2 sur HYSYS	54
Figure IV-3 : Capture N°3 sur HYSYS	55
Figure IV-4 : Exemple de séparateur	55
Figure IV-5 : schéma général d'unité 20 avec le logiciel HYSYS	58
Figure IV-6 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal 20 B 01	58
Figure IV-7 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal 20 B 01	59
Figure IV-8 : Fenêtre de dimensionnement de séparateur horizontal 20 B 01	59
Figure IV-9 : fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur	60
Figure IV-10 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (cas actuel)	61
Figure IV-11 : Schéma général d'unité 20 dans le 1 er cas avec le logiciel HYSYS	62
Figure IV-12 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal V1503 (1 er cas)	63
Figure IV-13 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal V 1503 (1 er cas)	63
Figure IV-14 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal 20 B 01 (1 er cas)	64
Figure IV-15 : Fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur (1 er cas)	64
Figure IV-16 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (1 er cas)	65
Figure IV-17 : Schéma général d'unité 20 dans le 2eme cas avec le logiciel HYSYS	66
Figure IV-18 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal V1503 (2 eme cas)	67
Figure IV-19 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal V 1503 (2 eme cas)	67
Figure IV-20 : Fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur (2 eme cas)	68
Figure IV-21 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (2 eme cas)	69

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau I-1 : Tableau matériel pour les bacs de stockage de brut ONR	15
Tableau II-1 : Comparaison des performances des différents types de séparateurs	37
Tableau IV-1 : Composition molaire des gaz prélevés au niveau de ONR	56
Tableau IV-2 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température	60
Tableau IV-3 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température (1 er cas)	65
Tableau IV-4 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température (2 ème cas)	68

LISTE DES ABREVIATIONS :

OPEC : organisation des pays exportateurs de pétrole.

TAG : trias argilo gréseux.

GPL : gaz pétrolier liquéfié.

ONR : oued noummer.

MKa : gisement de makouda.

Cen : chaabet enakhla .

Atk : ait khir.

Smz : gisement de sidi mezghich.

Djf : gisement de djorf.

HP : haute pression.

Mp : moyen pression.

Bp : basse pression.

GOR : Gas oil ratio (le rapport entre le gaz et huile).

Fwko: free water Knock out.

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

V 1503: nouveau séparateur.

V 2023: séparateur dimensionner.

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.

Api : American Petroleum Institute.

Qg: débit volumique de gaz.

Wv: débit massique de gaz.

ρ_v : masse volumique de gaz.

QLL : débit volumique du liquide De la phase légère.

WLL: débit massique de la phase légère.

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

QHL : débit volumique du liquide De la phase lourde.

WHL: débit massique de la phase lourde.

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

UT : la vitesse critique de gaz.

ρ_v : masse volumique de gaz.

K : Souders-Brown coefficient.

ρ_L :masse volumique de liquide .

Uv : la vitesse admissible.

UT : la vitesse critique de gaz.

VH : volume de holdup.

TH : le temps de holdup.

QL : débit volumique du fluide.

Vs : volume du surge .

Ts : le temps de surge.

QL : débit volumique du fluide.

D : diamètre du séparateur primaire.

AT : la surface totale.

HV : hauteur de désengagement de gaz.

Av : l'aire de désengagement.

HLLL : la hauteur du niveau liquide bas.

ALLL: l'aire du bas niveau liquide bas

HV :la hauteur du déversoir.

L2 : longueur pour le liquide.

HL: la surface du compartiment occupé par le liquide lourde.

ALL : la surface du compartiment occupé par le liquide léger.

UHL : vitesse de décantation du liquide lourd de la phase liquide.

ULH : vitesse de décantation du liquide léger de la phase liquide lourde.

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

μ_L : viscosité de la phase légère (CP).

μ_H :viscosité de la phase lourde (CP).

tHL: temps de décantation du liquide lourd de la phase du liquide léger.

tLH: temps de décantation du liquide léger de la phase du liquide lourd.

L1 : longueur minimale.

L : la longueur du séparateur.

UVA : la vitesse actuelle de gaz.

Lmin: la longueur minimale nécessaire.

L/D: rapport de calcul.

TVR : tension de vapeur Reid.

PFD : Process Flow Diagram.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

1-Introduction :

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

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

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

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

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

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

Ce travail a été constitué en quelques chapitres, le premier est la présentation de la région d'étude, le deuxième est la généralité sur la séparation, le troisième est le dimensionnement du séparateur, le dernier chapitre est présenté le parie calcule et finalement la conclusion générale.

2-PROBLEMATIQUE :

Suite aux raccordements des nouveaux puits PPH et PPG-C (projet GHARDAIA) vers l'unité de séparation, plusieurs problèmes d'exploitation se sont manifestés à savoir : Perturbations récurrentes au niveau du process, particulièrement au niveau du Séparateur vertical HP 20 B-01. Ces problèmes ont un impact direct sur la production suite aux déclenchements fréquents des unités de compressions et par conséquence le torchage fréquent du gaz (Pertes en gaz et en GPL), et parfois même la fermeture de quelques puits.

La proposition a pour objectif d'assurer la répartition de la charge principalement selon GOR et potentiel des puits d'une part , et la redondance d'une manière à éviter l'arrêt total du champs dans le cas d'intervention sur l'un des deux séparateurs, afin de faire face au problème d'instabilité de l'alimentation (production par bouchon), elle consiste en l'installation d'un nouveau séparateur horizontal qui fonctionnera en parallèle avec celui existant 20 B-01 (séparateur vertical) , tout en gardant le schéma du process initial. Le nouveau Séparateur fonctionnera avec les mêmes

Introduction générale

paramètres que le séparateur actuel (20B01). L'installation du nouveau séparateur horizontal nous permet de :

- Faire la ségrégation des puits alimentant les séparateurs selon leurs GOR ou potentiel.
- Assurer la stabilité et le bon fonctionnement des unités d'exploitation d'une manière à réduire le torchage.
- Pris en charge d'éventuel apport de production des puits acheminés vers le centre de production ONR.
- Assurer une redondance d'une façon à éviter l'arrêt général du champ dans le cas d'intervention sur le séparateur 20B01 ou le nouveau séparateur horizontal.

CHAPITRE I :

PRÉSENTATION DE CHAMP 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 .

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 est devenue la clé de voûte de l’économie algérienne.

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 payé.

L’un des champs qui ont bénéficié de ce programme est le champ d’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.

I-2 Le champ de Hassi r’mel :

Hassi R’mel porte du désert, se trouve à 525 km au Sud d’Alger, à une altitude moyenne de 760m, est une région relativement plate du Sahara où le paysage constitué d’un vaste plateau rocailleux et ne pousse qu’une faible végétation composée essentiellement de buissons et de pistachiers sauvages. Le champ découvert en 1956 s’étale sur plus de 3500 km², il est l’un des plus grands gisements de gaz à l’échelle mondiale.

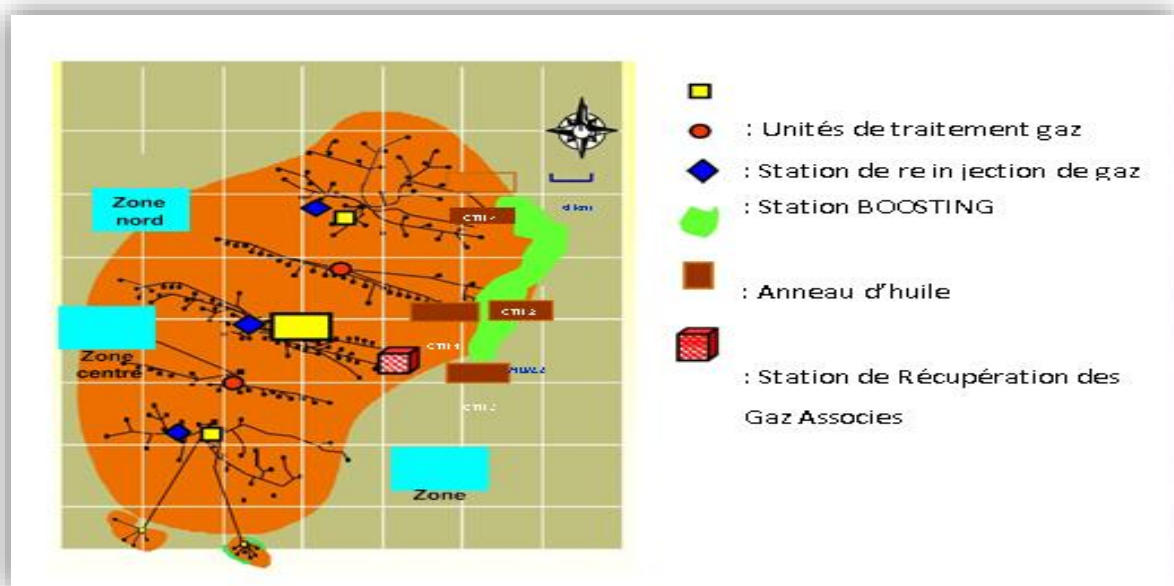


Figure I-1 : Plan de l’exploitation rationnelle du champ Hassi R’mel [1]

Le champ de Hassi R'mel possède plusieurs installations réparties sur trois secteurs :

- Secteur nord : Module 3 et station de compression nord.
- Secteur centre : Module 0, Module1, Module 4, CSTF, SRGA et le CNDG.
- Secteur Sud : Module 2, Station de compression sud, Djebel Bissa et Hassi R'mel sud.

I-3 Description de Champ OUED-NOUMER :

I-3.1 Situation géographique :

La Direction de Oued-Noumer est située à 140 Km au Sud-Est du champ gazier de Hassi R'Mel et à 220 Km à l'Ouest nord du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5 Km au nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla et à environ 45 Km de la ville de Ghardaïa.

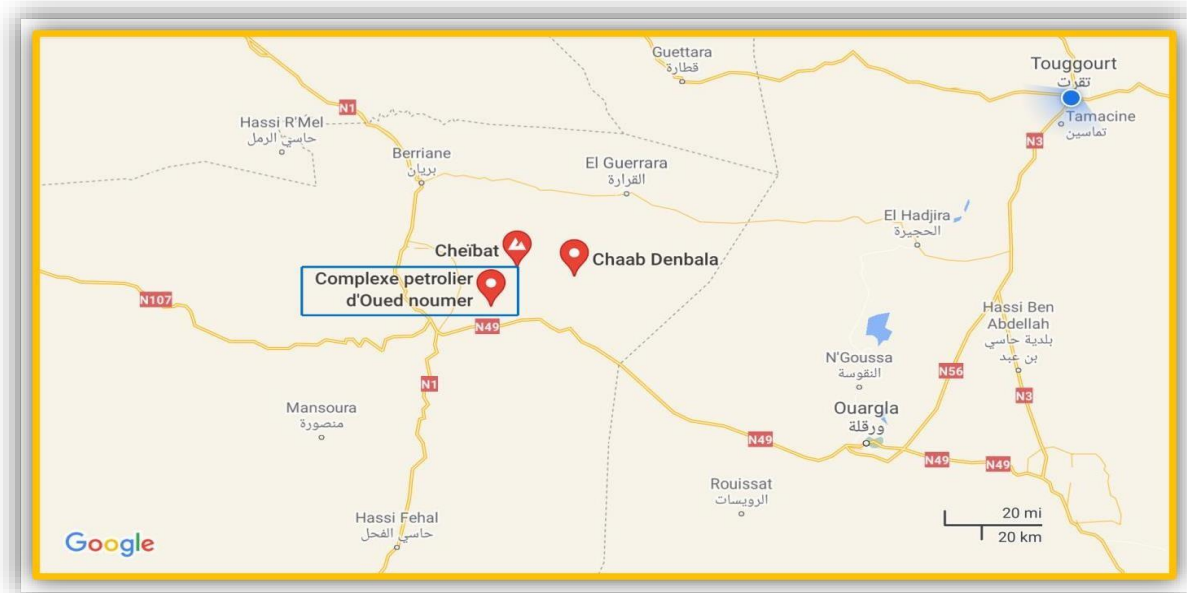


Figure I-2 : Localisation du champ Oued Noumer [1]

I-3.2 Situation géologique :

La direction Oued Noumer incorpore deux champs producteurs majeurs, Oued Noumer et Ait Kheir. En tout 15 puits ont été forés dans la structure d'Oued Noumer, dont 06 producteurs. Dans la structure d'Ait Kheir, 28 puits ont été forés, dont 14 producteurs. En plus, 11 puits ont été forés dans les structures comprenant Makouda, Djorf, et Ras Sedra ; la production d'hydrocarbures à partir de ces structures a été très faible. La production provient des grès du Trias Argilo- Gréseux (TAG) qui se trouve en discordance sur des roches d'âge Ordovicien (BEICIP, 1980), suivant les résultats des analyses de carottes faites par BEICIP. On reconnaît 3 zones principales, TAG A, B et C. Les grès de TAG A et B produisent du condensat de gaz et de l'huile légère, alors que les grès inférieurs de TAG C sont aquifères,

La majorité de la production provient des grès fluviaux épais TAG de B, Au-dessus de la zone TAG A se trouve l'Argile- Siliceux Supérieur. Cette unité est recouverte par une série

évaporitique épaisse et la formation du Trias Salifère. La présence du sel pourrait expliquer les pressions de gisement épais qui ont le support d'un aquifère actif. Dans ce cas, le sel aurait joué le rôle d'une barrière très étanche si la colonne rocheuse avait été soumise à un soulèvement en profondeur d'enfouissement plus grande. [1]

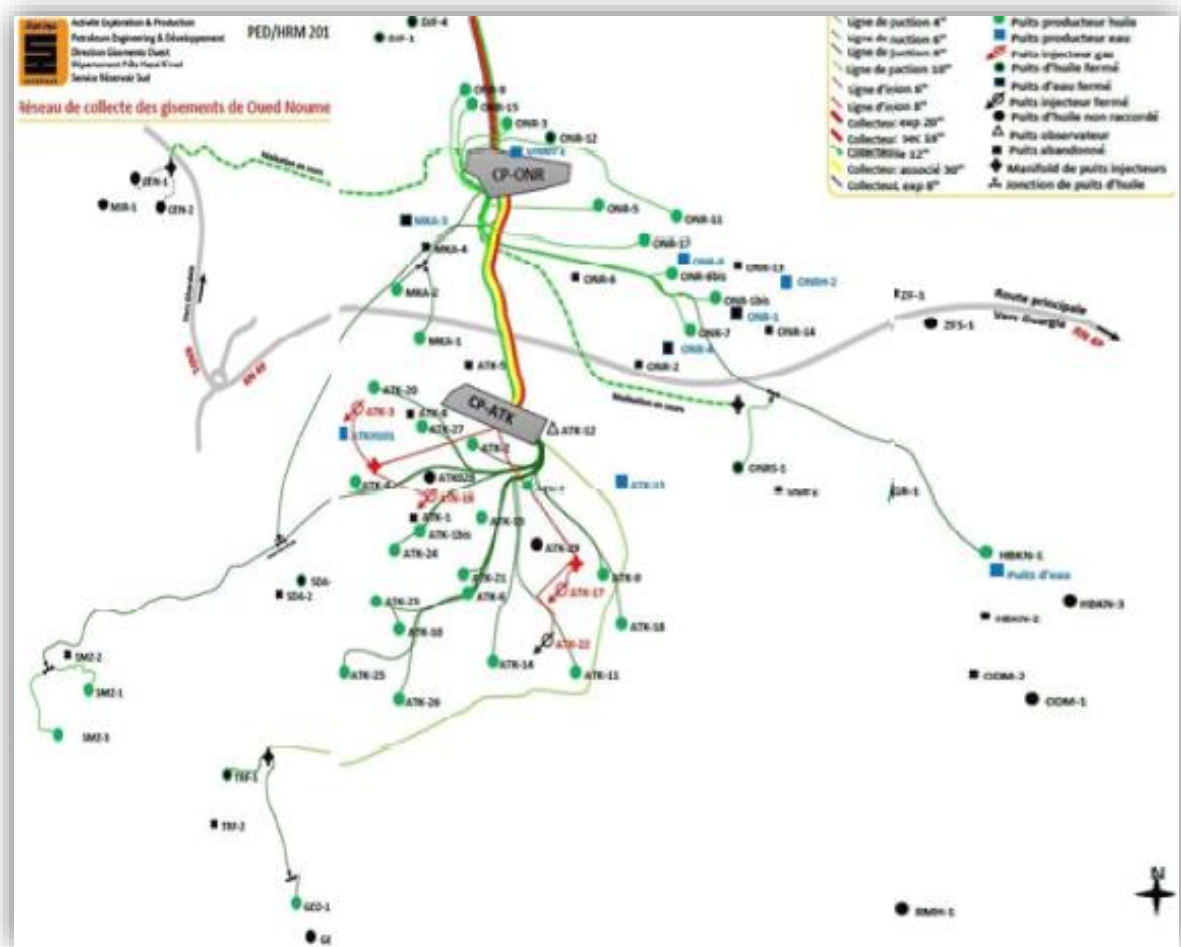


Figure I-3 : Réseau de collecte des gisements à Oued Noumer avec 2,75 km de profondeur [1]

I-4 Capacité :

La capacité globale de la direction d'Oued Noumer est portée à produire 9 millions Sm³/jour de gaz brut, 8750 tonnes / jour de pétrole brut et condensat et 1200 tonnes /jour de GPL.

La capacité globale de stockage atmosphérique du brut quant à elle s'élève à 19520 m³ par quatre bacs de stockage R0/1/2/3/4. Deux bacs test s'ajoute aussi, de capacité 1000 et 540 m³ à ATKet ONR respectivement. Le GPL est stocké dans 2 sphères de capacité globale 1120m³. [2]

I-5 Présentation des gisements :

Les gisements d'Oued Noumer, Ait kheir, Makouda, Sidi Mezghich et Djorf sont situés dans le sahara septentrional entre les champs de Hassi R'mel, Haoud Berkaoui et Hassi Messaoud. Localisés sur des fermetures structurales plus ou moins faillées, ces gisements produisent à partir des réservoirs appartenant au trias argilo-gréseux anté-salifère considéré d'âge Trias supérieur. [3]

I-6 Historique d’exploitation :

Le champ d’Oued Noumer fait partie de la province triasique est subdivise en cinq petits gisements :

- Le gisement d’Oued Noumer a été découvert en 1969 par le puits ONR1, il a produit de l’huile et du gaz des réservoirs « A » et « B », sachant que le réservoir est découpé en trois niveaux : A, B, C. Jusqu’à présent 16 puits ont été forés (de ONR1 à ONR14, plus de ça ONR1bis et ONR8bis) dont, cinq sont noyés (ONR 2, 4, 6, 13,14) et une d’observation qui est le ONR10.
- Gisement de Djorf a été découvert en 1974 par le puits DJF1, il a produit de l’huile et du gaz du réservoir « A » seulement. Quatre puits ont été forés dont, deux (MKA 3,4).
- Le gisement de Sidi Mezghich a été découvert en 1967 par le puits SMZ1, il a produit de l’huile et du gaz du réservoir « A » seulement. Trois puits ont été forés dont un SMZ2.
- Le gisement de Ait Kheir a été découvert en 1972 par le puits ATK1, il a produit de l’huile et du gaz des réservoirs « A » et « B » dont, vingt-six (26) puits ont été forés dont un ATK13.
- Actuellement le gisement de Makouda avec un seul puits producteur, Sidi Mezghich avec deux puits producteurs, oued Noumer avec six puits producteurs et Ait Kheir avec 14 puits producteurs. [3]

I-7 Ressources humaines :

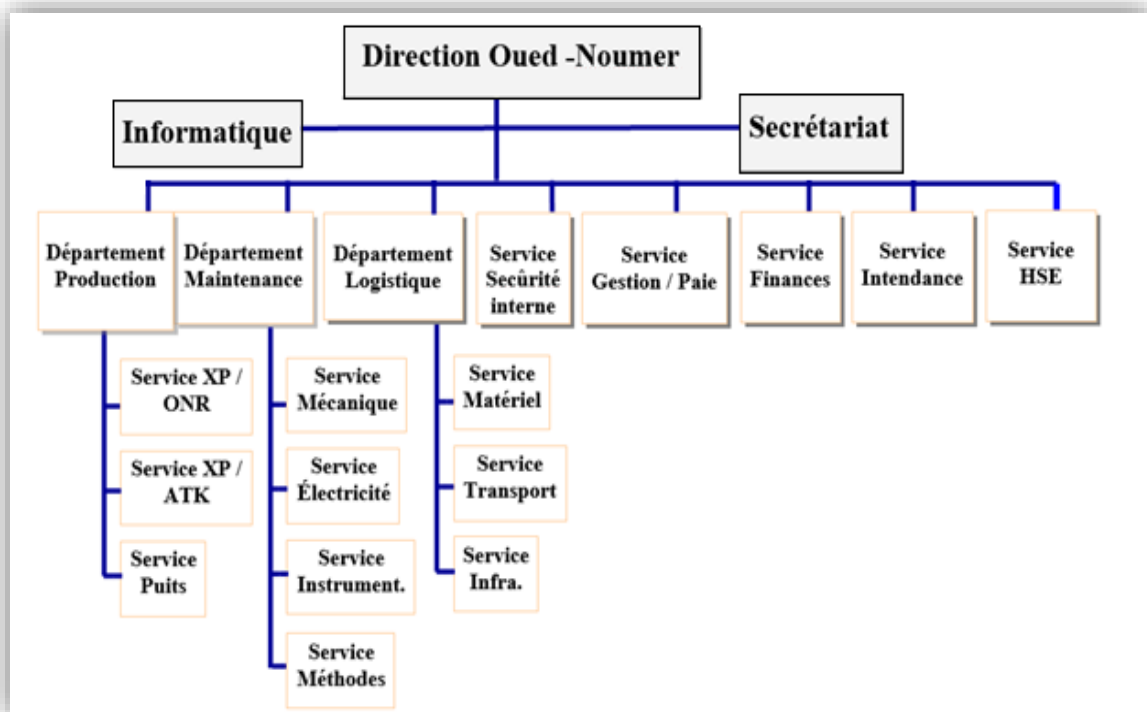


Figure I-4 : Organigramme de la direction Oued Nommer [4]

I-8 Description technologique :**I-8.1 Unité de séparation (unité 20) :**

Cette unité a pour but de collecter les effluents gaz et ou/huile provenant des différents centres de production ONR, ATK, SMZ, GED, TRF, MKA, HBKN, OGR, ONR Sud et CEN ; de séparer l'huile brute du gaz associé ; de stabiliser l'huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage et de permettre la mise à la torche des gaz haute pression provenant d'ATK et du séparateur de brut haute pression lors du non fonctionnement des unités de compression. L'unité de séparation se compose de Quatre séparateurs de brut ; Deux fours de stabilisation et un groupe d'injection d'eau de lavage.[5]

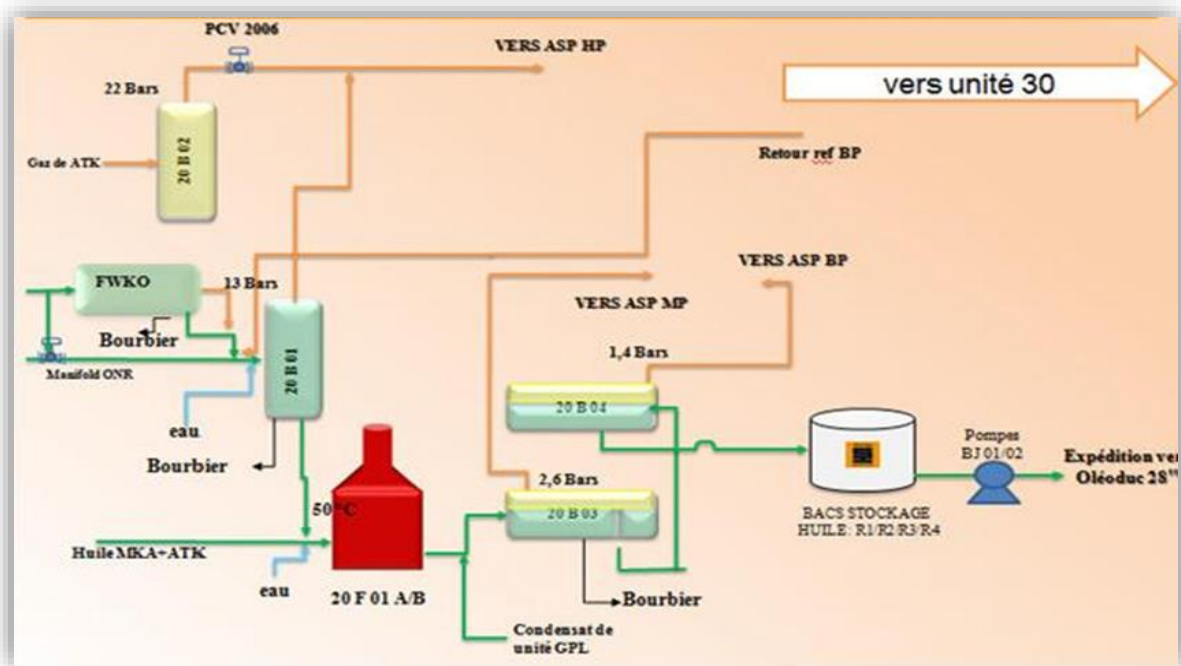


Figure I-5 : Schéma synoptique de l'unité 20 [5]

I-8.1.A Séparateur HP 020B01 :

Le mélange triphasique des puits ONR et les retours liquides venant de l'unité 30 alimentent le séparateur vertical 20 B 01. L'eau de gisement est dirigée vers unité déshuilage ou bourbier sous contrôle de niveau par la ligne DB 020 01. L'huile est expédiée sous contrôle de niveau vers les fours de stabilisation 020F01A/B. [4]

Les gaz récupérés sont expédiés sous régulation de pression vers les ballons séparateurs d'aspiration 3^{ème} étage des unités de compression (031B 03 - 032 B 03 et 033 B 03). Une partie du débit est dirigée vers le réseau gaz combustible. La mise à la torche en cas d'arrêt d'urgence est assurée par la vanne ESDV 02013. Le séparateur 020 B 01 a un volume intérieur de 38,2 m³.

I-8.1.B Piège à bouchons liquides 020B02 :

Les effluents gaz venant du 011 B 01 du centre de production d'ATK alimentent le piège à liquide 020 B 02. Les liquides séparés du gaz sont expédiés sous contrôle de niveau vers les fours

de stabilisation 020F01A/B. Cependant Si les liquides récupérés sont essentiellement composés d'eau ils sont dirigés vers l'unité déshuilage ou borbier sous contrôle de niveau.

Le gaz récupéré est expédié sous contrôle de pression vers les ballons séparateurs d'aspiration 3^{ème} étage des unités de compression (031 B 03 - 032 B 03 - 033 B 03). Une fraction du débit gazeux est dirigée vers le séparateur de gaz combustible 120 B 01. Le piège à liquide 020 B 02 à un volume intérieur de 52.7 m³. [5]

I-8.1.C Séparateur MP 020B03 :

Les effluents chauds venant des fours de stabilisation 020F01 A et B alimentent le séparateur horizontal 020 B 03. L'huile stabilisée est expédiée sous régulation de niveau vers le ballon à basse pression 020B04 et l'eau décantée est dirigée sous régulation de niveau vers unité déshuilage ou borbier.

Le gaz de flash moyenne pression est dirigé sous régulation de pression vers les filtres séparateurs d'aspiration 2^{ème} étage des unités de compression (031 B 02 - 032 B 02 - 033 B 02). Le séparateur moyenne pression à un volume intérieur de 18.3 m³. [5]

I-8.1.D Séparateur BP 020B04 :

Les huiles stabilisées venant de la séparatrice moyenne pression 020 B 03 alimentent le séparateur horizontal 020 B 04. L'huile stabilisée est dégazée et est expédiée sous contrôle de niveau vers les bacs de stockage existants RI-R2-R3-R4 avec le volume de chacun 4 880m³.

Les gaz de flash basse pression sont dirigés sous régulation de pression vers les filtres séparateurs d'aspiration 1er étage des unités de compression (031 B 01 - 032 B 01 - 033 B 01).

La séparatrice basse pression a un volume intérieur de 31.2 m³. [5]

I-8.1.E Four de stabilisation 020F01A/B :

Les deux fours étant de conception strictement identique, la description donnée correspond à un seul four. Le four est alimenté avec l'huile brute venant des séparateurs 020 B 01 et 020 B 02 + l'huile brute venant de la collecte ATK + le mélange diphasique huile/gaz de Makouda + les condensats récupérés sur Les ballons d'aspirations 3^{ème} étage des unités de compression (30 B 03 -032 B 03 - 033 B 03). L'huile réchauffée est expédiée vers le séparateur moyenne pression 020B03. La ligne PB 020 58 16" permet de by-passer les fours de stabilisation. [4]

I-8.1.F Groupe injection d'eau de lavage 020P01A/B et 020P02A/B :

L'eau utilisée pour l'injection d'eau de lavage est prélevée sur le circuit d'eau brute par les pompes 020P01A/B (une en service et l'autre en secours) et injectée sous pression avec débit réglé manuellement dans la ligne d'alimentation des fours de stabilisation 020F01A/B. Les pompes 20P02A/B sont utilisées pour l'injection d'eau pour le dessalage au niveau de manifold ONR (une en service et l'autre en secours). Les pompes utilisées sont du type "centrifuge" position horizontale entraînées par un moteur électrique. Les deux groupes des pompes sont

alimentés à partir du bac.

R.101 avec un volume de 630 m³. [5]

I-8.2 Unité de compression (unité 30) :

Les installations de compression comportent trois unités de compression des gaz venant de l'unité 20. Elles sont de conception identique (unités 31/32/33).

Chaque unité comprend une Turbine à gaz 30 KG 01 avec ses auxiliaires, un multiplicateur de vitesse et deux compresseurs centrifuges à deux étages ; un compresseur 030K01 comprenant un étage BP et un étage MP et compresseur 030K02 comprenant un étage MP et un étage HP. Et des séparateurs filtres d'aspiration :

- 030 B 01, aspirateur 1er étage 030 K 01.
- 030 B 02, aspirateur 2ème étage 030 K 01.
- 030 B 03, aspirateur 1er étage 030 K 02.
- 030 B 04, aspirateur 2ème étage 030 K 02.

Une batterie d'aéroréfrigérants de gaz inter-étages et finals :

- 030A01, pour le refoulement du 2ème étage 030 K 01.
- 030A02, pour le refoulement du 1ème étage 030 K 02.
- 030A03, pour le refoulement du 2ème étage 030 K 02.

Un aéroréfrigérant d'huile de lubrification 170 A 01 (pour le train 31).

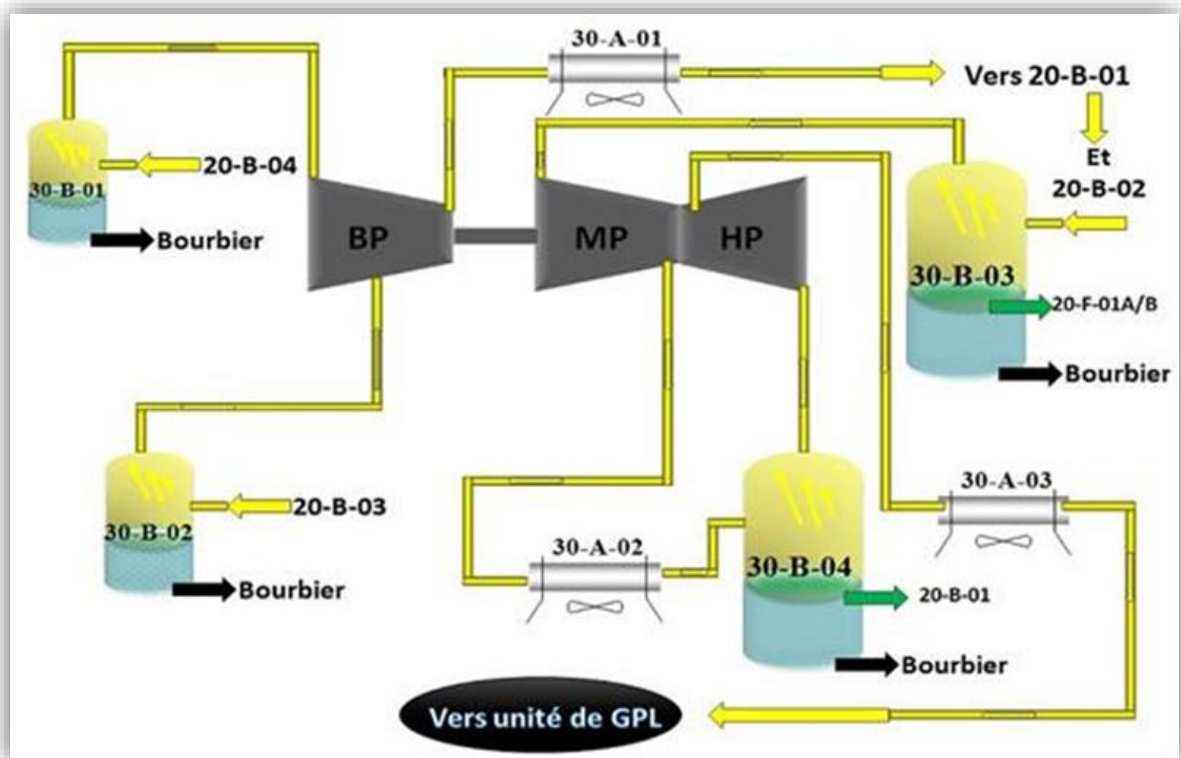


Figure I-6 : Schéma synoptique de l'unité 30 [5]

Les trois unités de compression 031/032/033 sont de conception identique. Le fonctionnement de l'une des unités correspond exactement en tout point de marche de deux autres unités. Exemple unité 31 :

Les différents gaz à comprimer (cas design) par chaque unité sont le gaz BP (1.2 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 04 ; gaz MP (4 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 03 et le gaz HP (15 bars absolus), effluent du séparateur 020 B 01 et du piège à liquide 020 B 02.

❖ **Gaz basse pression :**

Le gaz BP venant du 20 B 04 arrive en alimentation du 31 B 01 ($P=1.2\text{bars}$ et $T=47^{\circ}\text{c}$) puis traverse le matelas éliminateur où sont piégés les éventuelles particules liquides et solides, ces dernières sont envoyées vers l'unité déshuilage ou bournier après son accumulation sous contrôle de niveau.

Le gaz sort du ballon 31 B 01 est admis à l'aspiration 1er étage du compresseur 31 K01.

❖ **Gaz moyenne pression :**

Le gaz MP venant du 20 B 03 arrive en alimentation du 31 B 02 ($P=4\text{bars}$ et $T=55^{\circ}\text{c}$) et il traverse le matelas éliminateur où sont piégés les éventuelles particules liquides et solides purgées et envoyées vers l'unité déshuilage ou bournier. Le gaz MP est aspiré par le compresseur 31 K 01 et mélangé avec le gaz BP puis refoulé ($P=15\text{ bars}$ et $T=155^{\circ}\text{c}$), il est dirigé vers le séparateur 20B01 via l'aéroréfrigérant 31 A 01 où sa température est abaissée jusqu'à 136°C . Une partie du refoulement est dirigée avant le refroidissement 31A01 vers le recyclage anti- pompage.

❖ **Gaz haute pression :**

Le gaz HP provenant des ballons 20 B 01 et 20 B 02 (gaz venant d'ATK) sont collectés en aval de la vanne PCV 2006 du 20 B 02 pour avoir la même pression du gaz 20 B 01 (15bars), ce gaz arrive dans le séparateur filtre 031 B 03 ($P=15\text{ bars}$ et $T=41^{\circ}\text{C}$) et traverse le matelas éliminateur où sont piégés les particules liquides et solides entraînées pour qu'elles soient évacuées sous contrôle de niveau vers l'unité déshuilage ou bournier. Le gaz sort du 31 B 03 est admis à l'aspiration 1er étage du 31 K 02. Le compresseur refoule le gaz à une $P=45\text{ bars}$ et une $T=132^{\circ}\text{C}$, puis passe par les aéro-réfrigérants 31 A 01/02 où sa température est abaissée jusqu'à 55°C . Le gaz introduit dans le ballon 31 B 04 traverse le matelas éliminateur 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 2ème étage. Le gaz sort du 31 B 04 est admis à l'aspiration 2ème étage du 31 K 02. Le compresseur refoule le gaz à une $P=101\text{ bars}$ et une $T=140^{\circ}\text{C}$, puis il passe par les aéro-réfrigérants 31 A 03 où sa température est abaissée 62°C ensuite le gaz se dirige vers l'unité de GPL

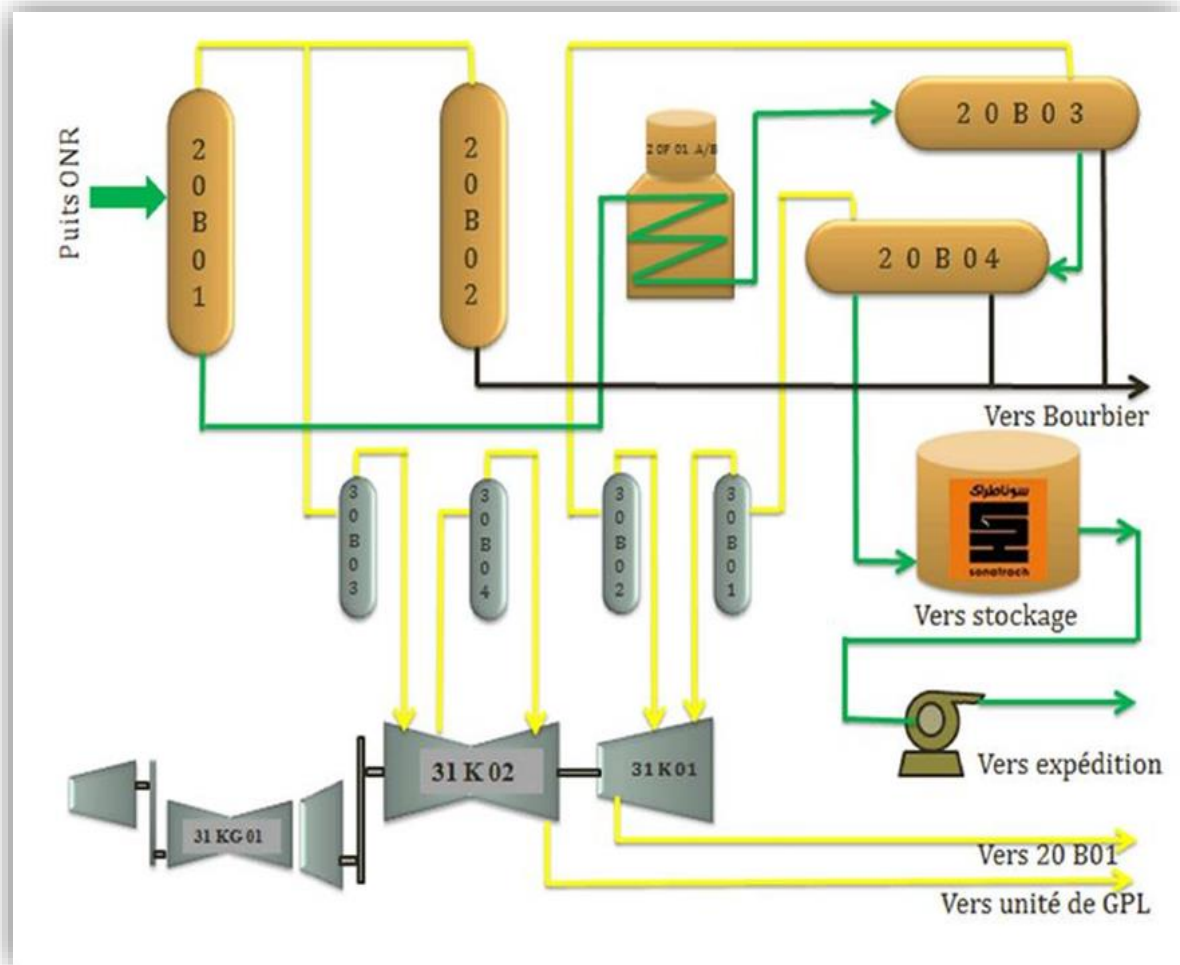


Figure I-7 : Schéma reliant l'unité 20 avec l'unité 30 [4]

I-8.3 Description du l'unité de stockage d'huile 60 T 01 :

Après la séparation de pétrole brut de champ d'OUED Noumer dans l'unité 20 le stockage de ce dernier fait par quatre bacs atmosphériques de forme cylindrique avec toit fixe bombé **R1, R2.R3.R4** avec les dimensions suivantes :

- Diamètre extérieur : 24 mètres
- Hauteur : 10.8 mètres
- Capacité de stockage : 4880 m³

Chaque bac comprend :

I-8.3.A Sur le toit :

- Un (01) trou d'homme Ø 20" sur lequel est installé le joint hydraulique,
- Quatre (04) tubulures Ø 10" équipées chacune d'un évent muni d'un arrête flamme,
- Deux (02) tubulures Ø 4" pour le jaugeage du réservoir

I-8.3.B Sur la robe :

- Deux (02) trous d'homme Ø 24",
- Une (01) tubulure Ø 14" alimentation/vidange
- Une (01) tubulure Ø 8" raccordement au WASHTANK
- Deux (02) purges de fond Ø4",
- Une (01) tubulure Ø 4" pour alarme de niveau haut
- Deux (02) piquages Ø 2" pour alarme de niveau bas
- Quatre (04) piquages Ø 2" bride pleine
- Un (01) piquage Ø 3" bride pleine
- Un (01) piquage Ø 1" bouchon hexagonal
- La protection du réservoir 060 T 01 est assurée par :
- *un (01) dispositif d'arrosage (pour les feux extérieurs)
- *un (01) dispositif à mousse (pour les feux intérieurs).[5]

I-8.3.C Dispositif d'arrosage :

Il est constitué par une rampe circulaire Ø 2" située sous la couronne de réservoir. La rampe est équipée de 24 pulvérisateurs "Protex" à projection demi-sphérique d'un débit unitaire de 50 l/mn, l'alimentation de la rampe d'arrosage est assurée par deux colonnes montantes Ø 3" connectées au réseau incendie.

I-8.3.D Dispositif à mousse :

Il est constitué par deux boîtes à mousse disposées sous la couronne de part et d'autre du réservoir. L'arrivée de la mousse dans le réservoir se fait par un déflecteur déversoir. L'alimentation des boîtes à mousse est assurée par deux colonnes montantes Ø 4" raccordées au réseau mousse de l'usine.

Le réservoir est équipé d'un garde-corps circulaire et d'un escalier d'accès pour permettre l'évacuation rapide du personnel, un mat de secours Ø 6" est installé.

L'alimentation du bac d'huile stabilisée est assurée par la ligne **PP 60 01 10 "** (venant de la séparatrice basse pression **20 B 04**) par gravité.

La vidange du bac de stockage est assurée par la ligne PP60.04.14" raccordée aux installations de pompage existantes.

Le piquage N9 du réservoir (voir plan 060H001) Ø 14" servant à la fois de vidange et de remplissage du réservoir est équipé d'une vanne manuelle de sectionnement. L'alimentation en huile stabilisée est assurée par la ligne **PP60 02 10 "** équipée de la vanne manuelle HV 60 02.

La vidange en huile stabilisée est assurée par la ligne PP 60 03 14" équipée de la vanne

manuelle HV60 01. Une soupape de sûreté TSV 60 01 protège contre toute surpression éventuelle la conduite commune au remplissage et à la vidange du réservoir en déchargeant l'excès de pression dans le réservoir de pression dans le réservoir de stockage. Cette conduite comporte un indicateur de température.

La conduite d'alimentation et la conduite de vidange du réservoir sont raccordées aux conduites existantes des installations de stockage.

Deux conduites de purge (DB 60 01 4 et DB 60 02 4) équipées chacune d'une vanne manuelle permettent d'évacuer vers l'unité déshuilage ou le bournier les éventuels dépôts accumulés au fond du bac de stockage.

Le piquage N8 du réservoir équipé d'une vanne de sectionnement manuelle permet par la ligne PP 60 05 8" de raccorder le réservoir 60 T 01 au circuit du WASH TANK existant.

Le réservoir comporte :

- Une (01) sécurité haut niveau LSH 60 01 (alarme en salle de contrôle LAH 60 01)
- Une (01) sécurité bas niveau LSL 60 02 (alarme en salle de contrôle LAL 60 02)
- Un (01) transmetteur de niveau LT 60 03 (lecture en salle de contrôle LI 60 03)

Tableau I-1 : Tableau matériel pour les bacs de stockage de brut ONR [5]

Repère	Capacité (m3)	Pression		Température	
		Service	Epreuve (g/cm ²)	Service	Etude (C°)
60 T 01	4480	Atmosphère	+17 et -5	Ambiante	67

I-8.4 Liste des équipements de sécurité :

- Quatre (04) événements atmosphériques avec arrête flammes OCECO type 21.
- Deux (02) chambres à mousse "type AM"
- Un (01) joint hydraulique
- Un (01) mat de secours Ø 6 "
- Un (01) bac de rétention
- Une (01) soupape de sûreté TSV 60 01 (P. tarage 16 bars effectifs).

I-8.5 L'exploitation de l'unité de stockage 60 :

Pour un exploitant il y est nécessaire d'assurer trois opérations principales pour chaque bac de stockage :

- Remplissage de bac (production)
- Décantation de brut stocké.

- Vidange de bac



Figure I-8 : Jeu de vannes (production et expédition) [5]

I-9 Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi R'mel de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement qui varie de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy.[6]

Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté notre champ d'étude, on a décrit les problèmes rencontrés dans la durée de production de ce champ et le puits visé dans notre travail à fin d'obtenir une idée sur la zone sélectionnée.

CHAPITRE II :

SÉPARATEURS DANS L'INDUSTRIE DU PÉTROLE ET GAZ

II-1 Introduction :

A partir la terminologie des champs de pétrole, le terme séparateur désigne un récipient sous pression utilisé pour séparer les fluides produits à partir de puits de pétrole et de gaz en composants gazeux et liquides. Un séparateur pour la production de pétrole est un grand récipient (placée horizontalement ou verticalement) conçu pour séparer les fluides de production en leurs composants constitutifs huile, gaz et eau. Les raisons qui nous conduisent à séparer les produits au départ sont :

- 1) Connaître les possibilités des puits de production en quantité et en qualité.
- 2) Evaluer et déterminer les paramètres de la production.
- 3) On doit fournir à l'acheteur un produit bien défini débarrassé de ses principales impuretés.[7]

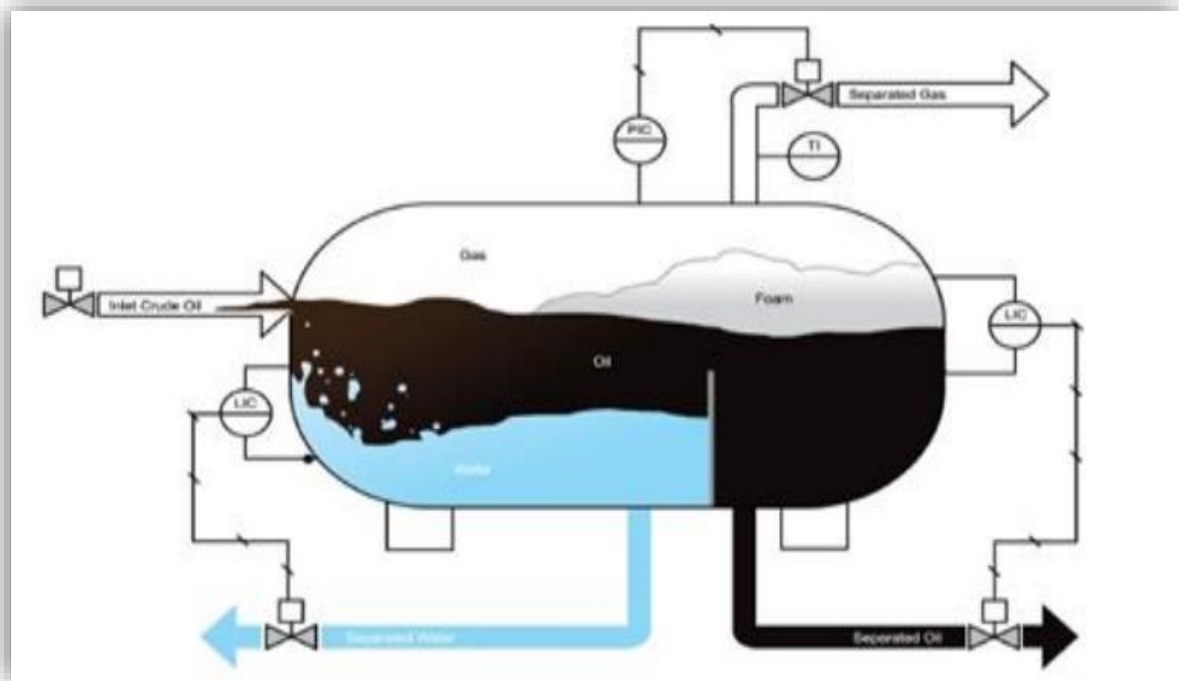


Figure II-1 : Principe de séparation par gravité [7]

II-2 Définition d'un séparateur :

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes. Un séparateur est une capacité sous pression, incorporée à un circuit, sur lequel elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement. Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant. Des piquages pourvus de vannes et des appareils de mesure permettent le contrôle du fonctionnement. Selon l'usage auquel on les destine, on distingue :

- Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensats.

- Les séparateurs gaz / huile.
- Les séparateurs d'eau libre.
- Les séparateurs de test
- Les scrubbers (ex : ballon de torche).[8]

II-3 Les différents types de séparateurs :

II-3.1 Séparateur vertical :

L'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entraînement excessif dans le gaz. Vu la distance importante en général entre le niveau du liquide et la sortie du gaz, il y a moins tendance à l'entraînement de gouttes liquides. Il est, par contre, plus gros en diamètre pour une capacité en gaz donnée. Le séparateur vertical sera donc bien adapté pour des quantités importantes de liquide (GOR faible) ou au contraire quand il n'y a que du gaz (l'espace liquide minimal du ballon horizontal est trop important). Des exemples typiques d'application sont les scrubbers, ballons d'aspiration ou de refoulement de

Compresseurs, les ballons de gaz de chauffe, et certains séparateurs d'huile contenant des sédiments. Ils sont aussi utilisés pour les puits comportant des dépôts solides (faciles à nettoyer).[8]



Figure II-2 : Vue extérieure d'un séparateur vertical

II-3.1.A Séparateur vertical deux phases :

Un autre type de séparateur vertical est le scrubber gaz. Il est généralement installé à l'aspiration des compresseurs. Le nom de « scrubber » est un nom provenant des champs pétroliers. Cela signifie simplement que les hydrocarbures gazeux qui entrent dans le ballon sont « scrubber » (nettoyés) des liquides (appelés généralement condensats) ayant été entraînés avec les gaz arrivant dans ce type de séparateur sont des « wet gas » (gaz humide). Si ces liquides ne sont pas séparés, et ils entrent dans le compresseur gaz, ils entraîneront alors beaucoup de dégâts sur le compresseur

Un scrubber utilise la gravité pour séparer les liquides. Le gaz entrant dans le séparateur est dévié vers le bas par un déflecteur placé sur la ligne d'entrée du ballon. Ce changement de direction réduit la vitesse du gaz et permet ainsi aux gouttelettes de liquide de tomber en bas du séparateur.

Dans le scrubber, la sortie liquide possède un « anti-vortex ». Ceci étant installé pour empêcher le gaz de quitter le séparateur avec les liquides. Tout liquide entraîné vers le haut du séparateur sera séparé par un extracteur de brouillard positionné proche du sommet de la capacité.

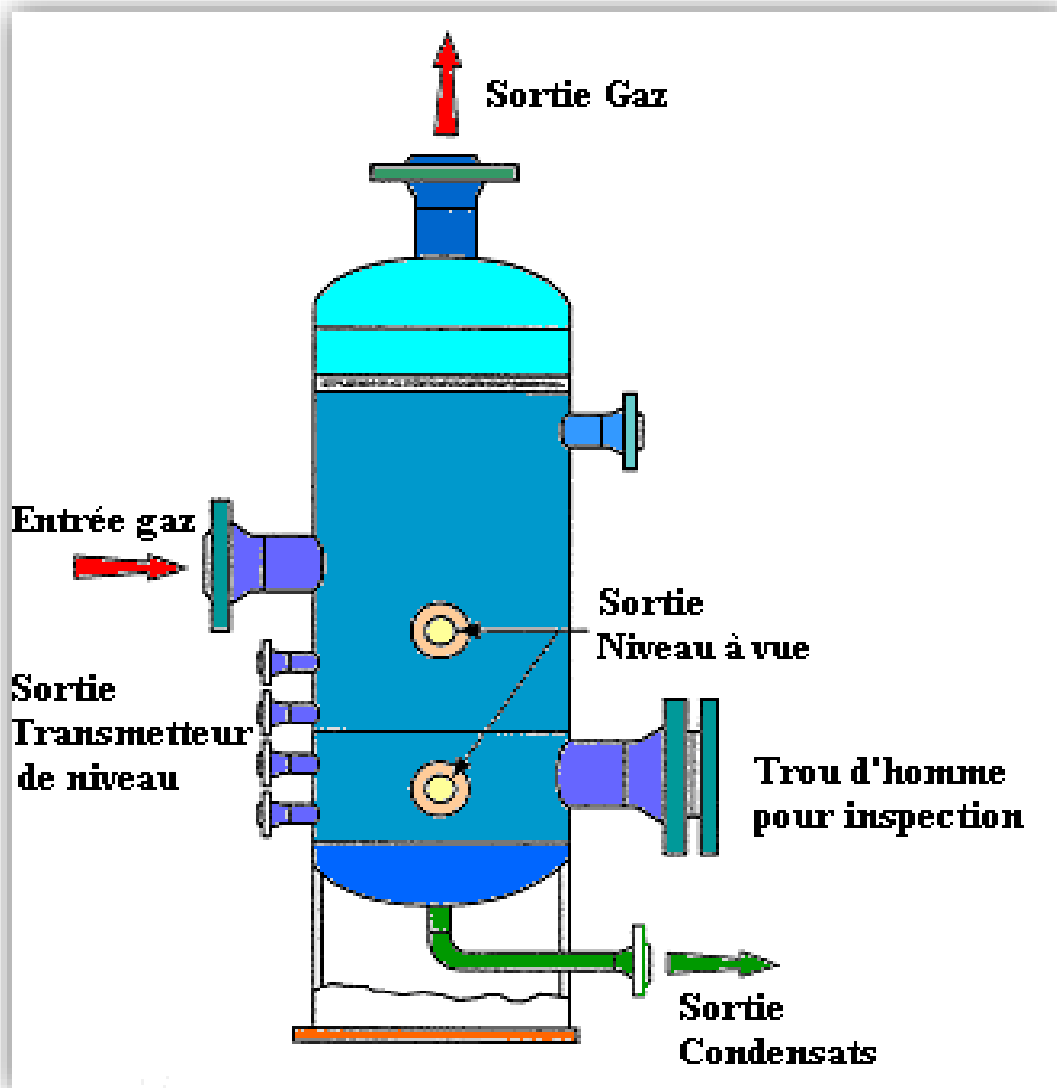


Figure II-3 : Exemple typique de Scrubber [8]

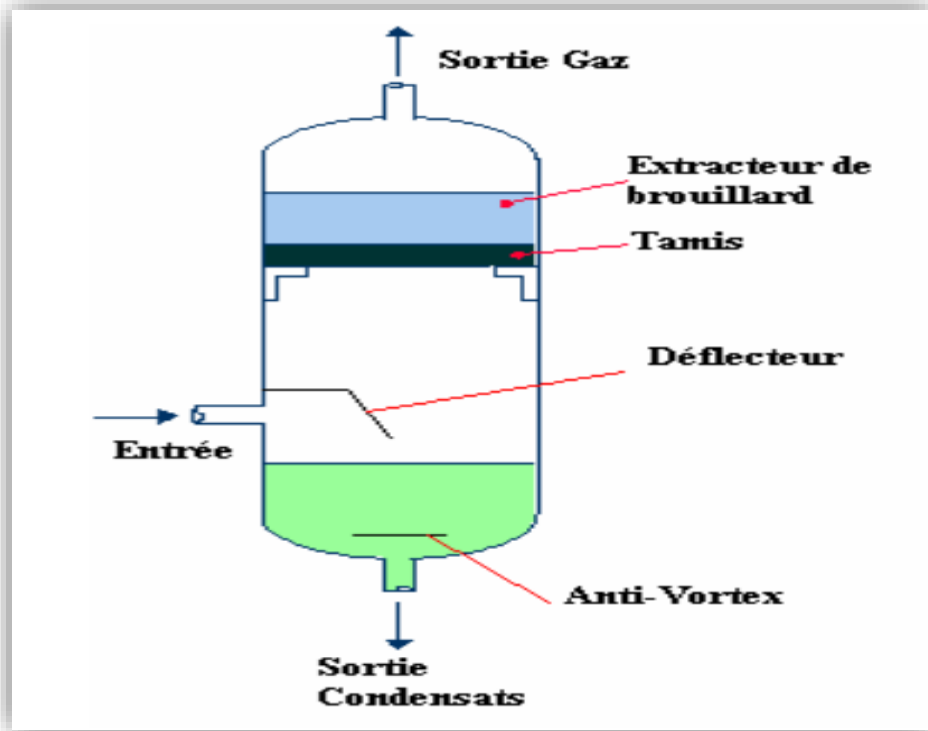


Figure II-4 : Vue détaillée d'un scrubber[8]

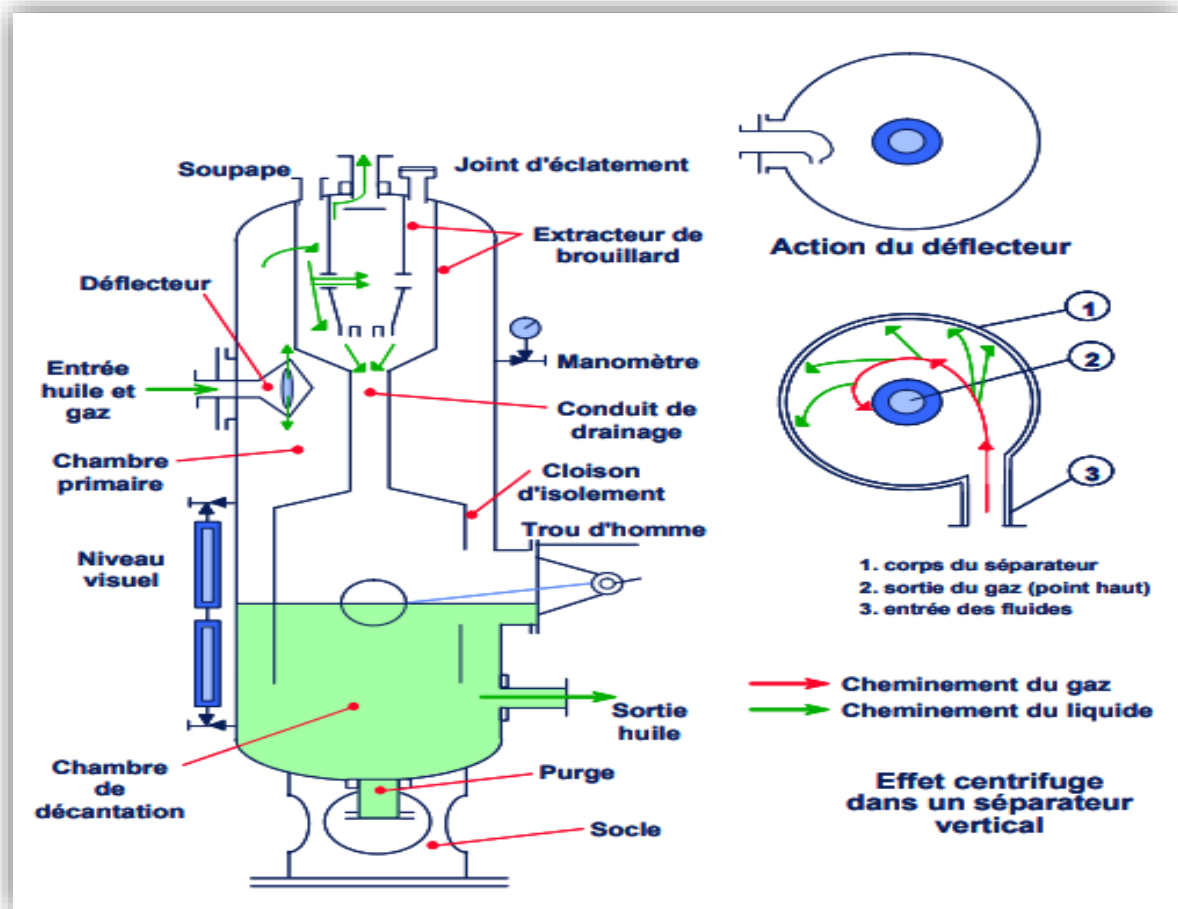


Figure II-5 : Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases [8]

II-3.1.A.1 Déviateur d'entrée (Inlet Diverter) :

Cela modifie brusquement la direction de l'écoulement en absorbant l'élan du liquide et du gaz pour se séparer. Il en résulte l'initiale Séparation "brute" de liquide et de gaz

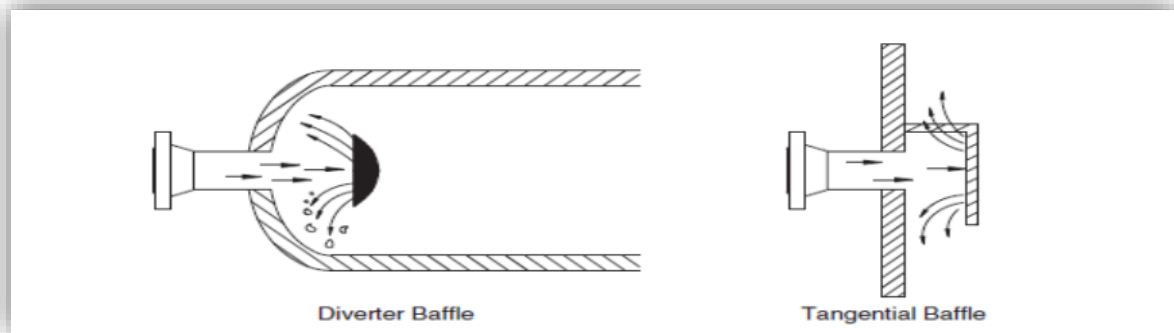


Figure II-6 : Déviateur d'entrée [9]

II-3.1. A.2 Section de décantation de gravité (Gravity Settling Section) :

Cette section est dimensionnée de sorte que les gouttelettes de liquide supérieures à 100-140 mm tombent dans l'interface gaz-liquide, tandis que des gouttelettes liquides plus petites restent avec le gaz. Les gouttelettes liquides, supérieures à 100 mm, sont indésirables. Elles peuvent surcharger l'extracteur de brouillard à la sortie du séparateur. c-Section Extracteur de brouillard (Mist Extractor Section) : Avant que le gaz quitte le navire, il traverse une section de coalescence ou extracteur de brouillard. Cette section utilise des éléments coalescents qui fournissent une grande quantité de surface utilisée pour coalescer et enlever les petites Gouttelettes de liquide.

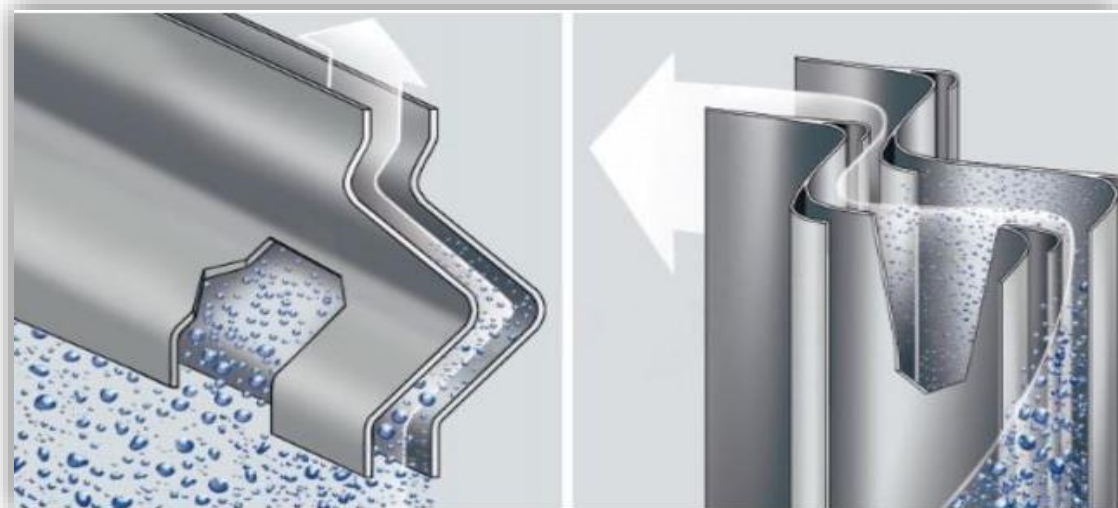


Figure II-7 : Extracteur de brouillard [9]

II-3.1.B Séparateur Tri Phasique :

En ce qui concerne le séparateur vertical triphasique les équipements internes sont à peu de choses près les mêmes, on rajoute simplement une sortie eau et un régulateur de niveau. La figure II-8 illustre ce type de séparateur.

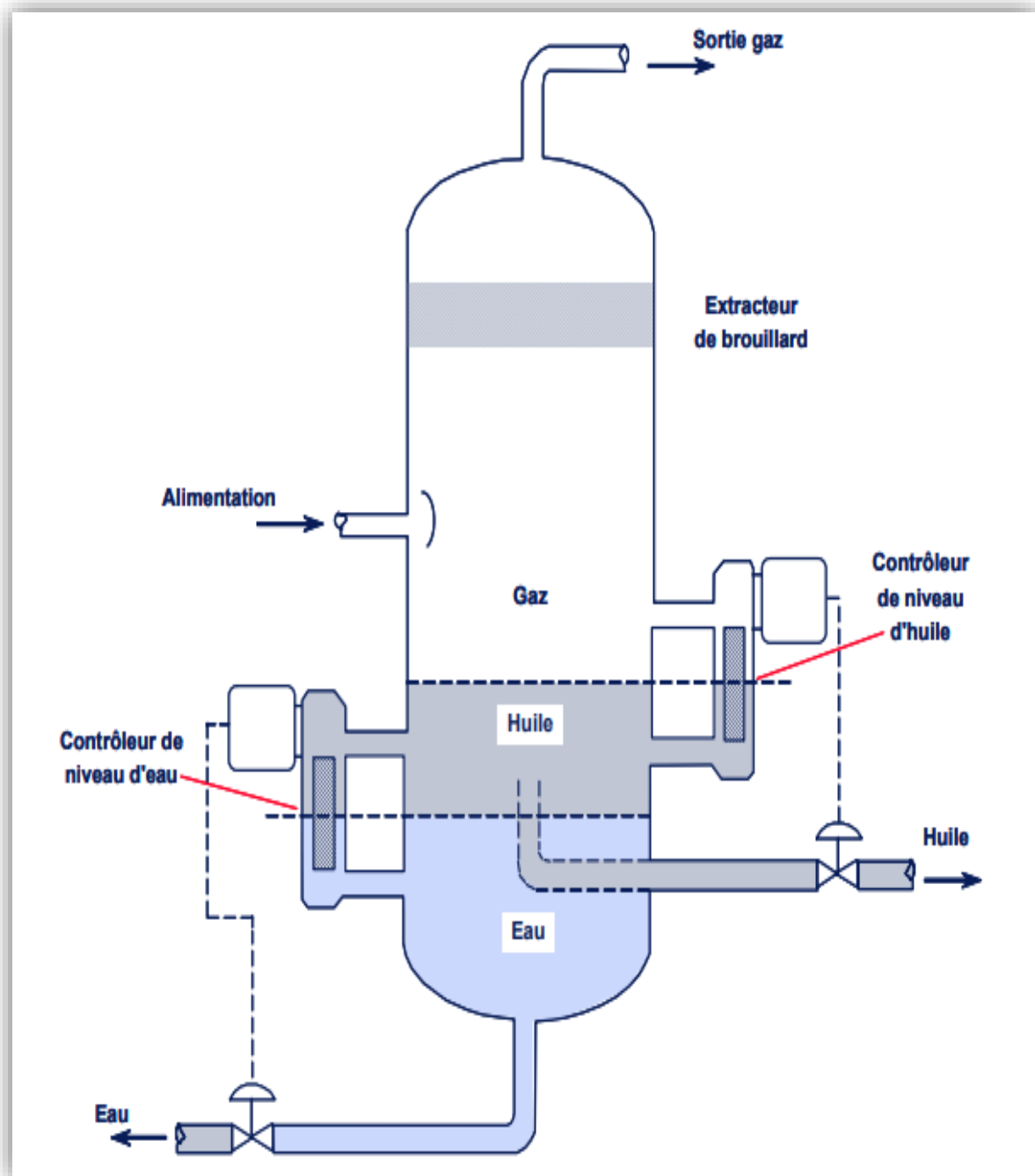


Figure II-8 : Vue détaillée d'un séparateur triphasique [9]

II-3.2 Séparateur horizontal :

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange. Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide. Ils sont plus faciles à monter sur skid. La figure suivante représente l'arrangement typique d'un ballon séparateur de champ, sur lequel on peut faire les commentaires suivants :

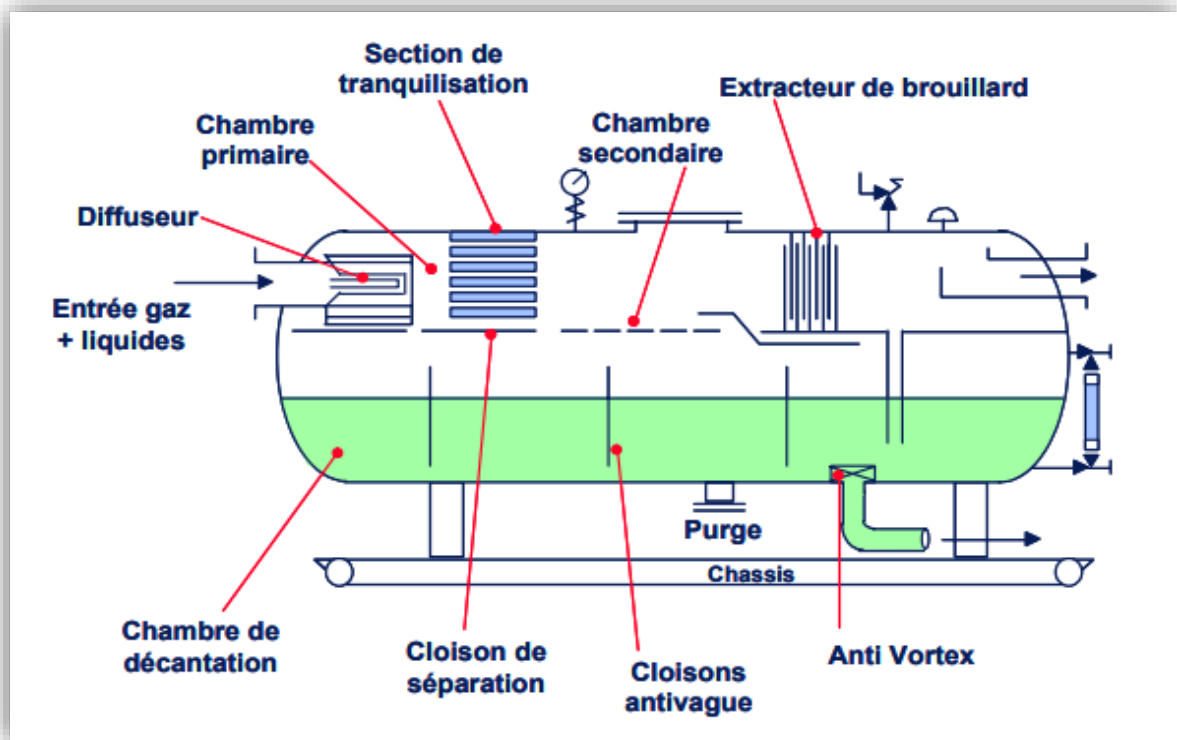


Figure II-9 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique [8]

II-3.2.A Séparateur horizontal deux phases :

Un séparateur diphasique horizontal possède une séparation primaire proche de l'entrée du séparateur. La seconde séparation et l'extracteur de brouillard se situe dans la partie haute de la capacité. Il y a une section qui collecte le liquide dans le fond du séparateur, L'effluent provenant du puits entre dans le séparateur et frappe contre une paroi brise jet.

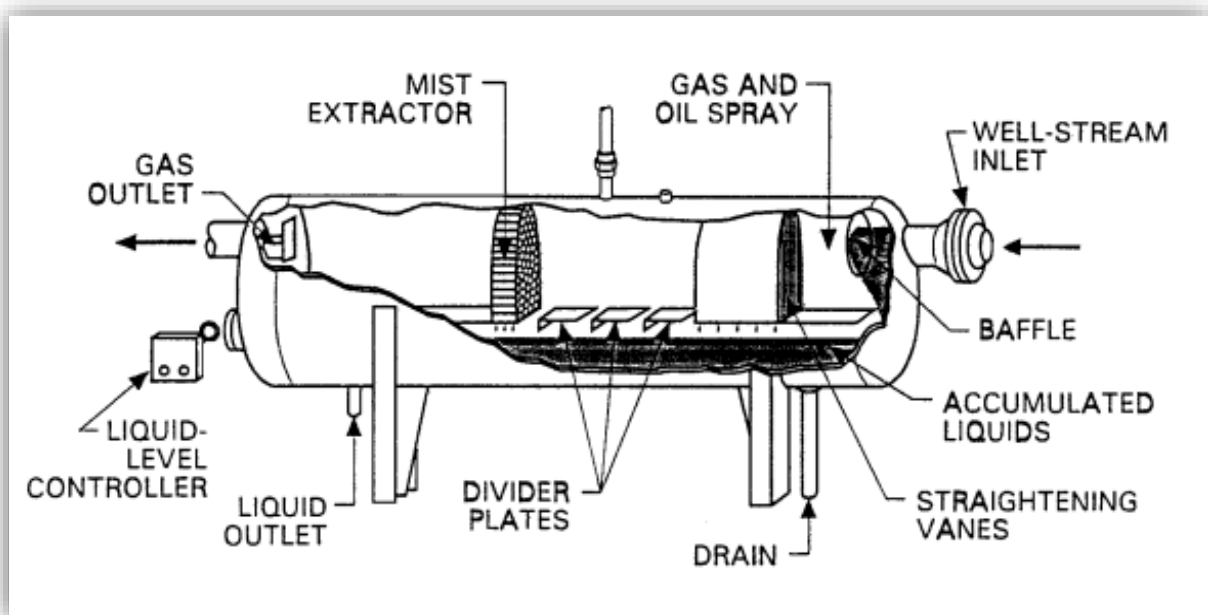


Figure II-10 : Vue écorchée d'un séparateur horizontal diphasique [8]

La plus grande partie du liquide (liquides les plus lourds) est séparée et tombent au fond du séparateur. Les vapeurs de gaz et de liquide continuent leur chemin à travers les sections de tranquillisation. Ces sections provoquent la formation de gouttelettes d'huile. Ces dernières tombent dans le collecteur de liquide. Les parois brise-jet limitent les turbulences. Le gaz continue son parcours horizontalement à travers les extracteurs de brouillard. Ici presque tous les liquides (mise à part certaines petites gouttelettes) restants sont enlevés par ce chemin de mailles. Le gaz quitte le séparateur par la sortie gaz situés en haut du ballon. La collecte de liquide se situant dans la partie basse du séparateur. Lorsque le liquide atteint le niveau requis, le contrôleur de niveau liquide ouvre la vanne de niveau. Le liquide quitte le séparateur par la sortie liquide.

II-3.2.B Séparateur horizontal trois phases :

Le design d'un séparateur horizontal triphasique est similaire à un séparateur horizontal diphasique.

La différence majeure étant dans la section collecte des liquides. Dans un séparateur triphasique la partie supérieure de la section collecte de liquide contient de l'huile alors que dans la partie inférieure se trouve l'eau. Chacune des sections liquides possédant son propre contrôleur associé à leur vanne réciproque. Lorsque le liquide atteint le niveau requis, les contrôleurs de niveau liquide ouvrent leur vanne de niveau respective. Les liquides ainsi séparés quittent le séparateur par les différents sorties liquides.

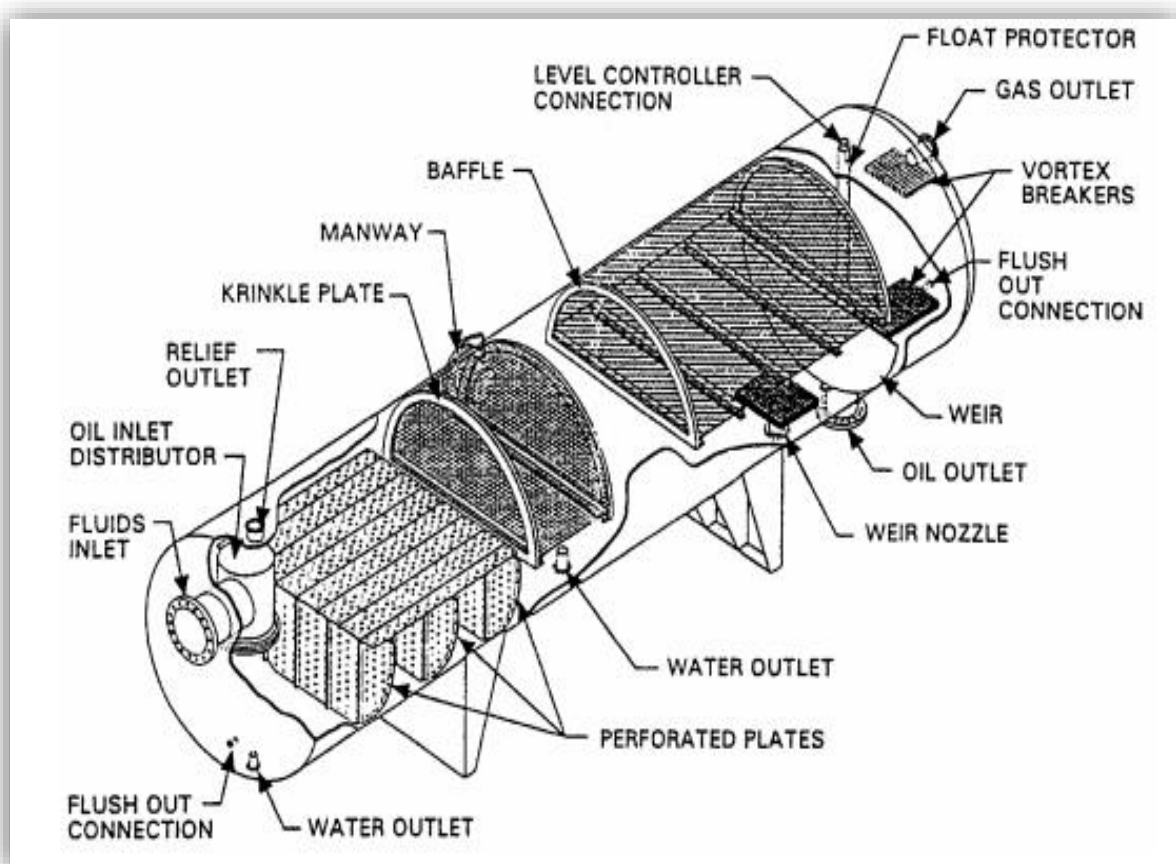


Figure II-11 :: Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique [9]

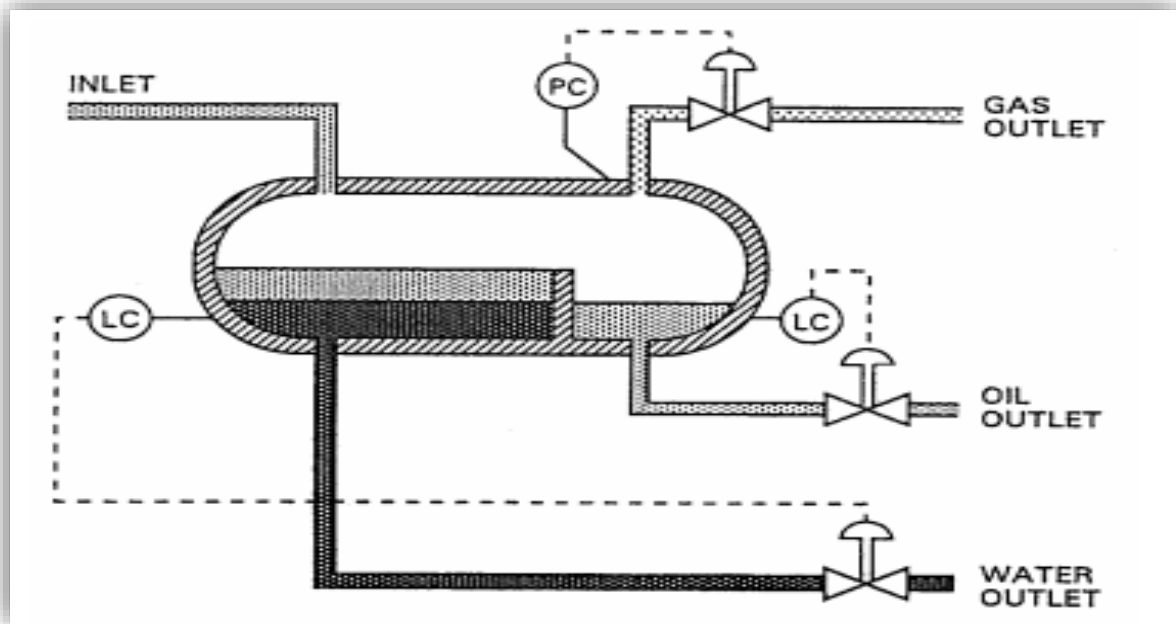


Figure II-12 : Diagramme simple d'un séparateur trois phases[9]

II-3.3 Séparateur sphérique :

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats). Ces séparateurs sont relativement bon marché et compacts, mais avec un temps de rétention liquide et une section de décantation assez limitée ; la marche en séparation triphasique est donc très difficile sinon impossible. Ils ont l'avantage d'être peu encombrants mais leur capacité est faible. Ils sont très faciles à manipuler. Autre intérêt important, ils supportent toutes les pressions par leur forme sphérique .

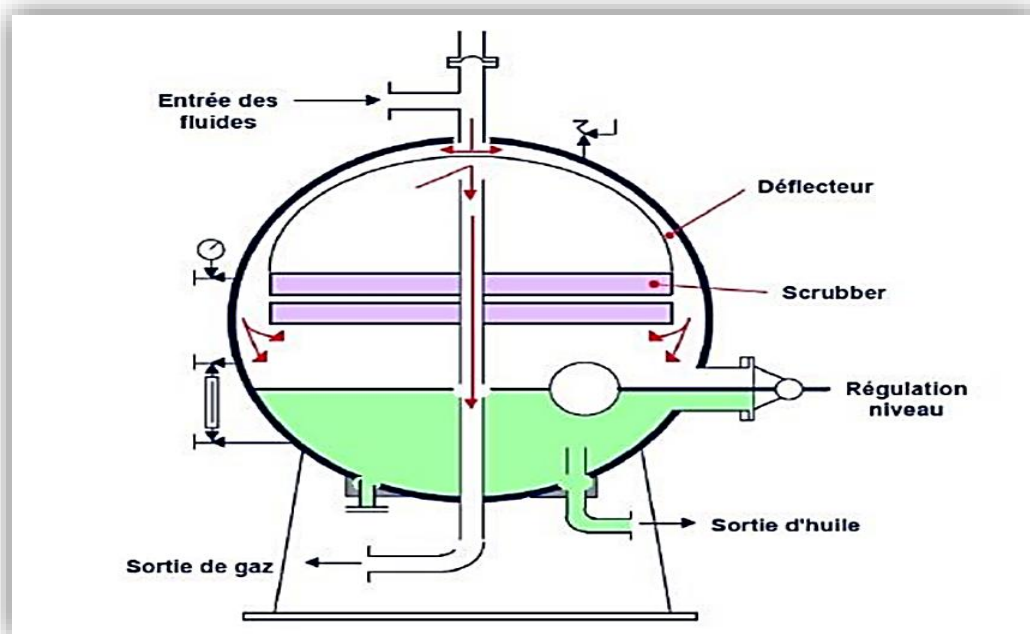


Figure II-13 : Séparateurs sphérique 2 phases [8]

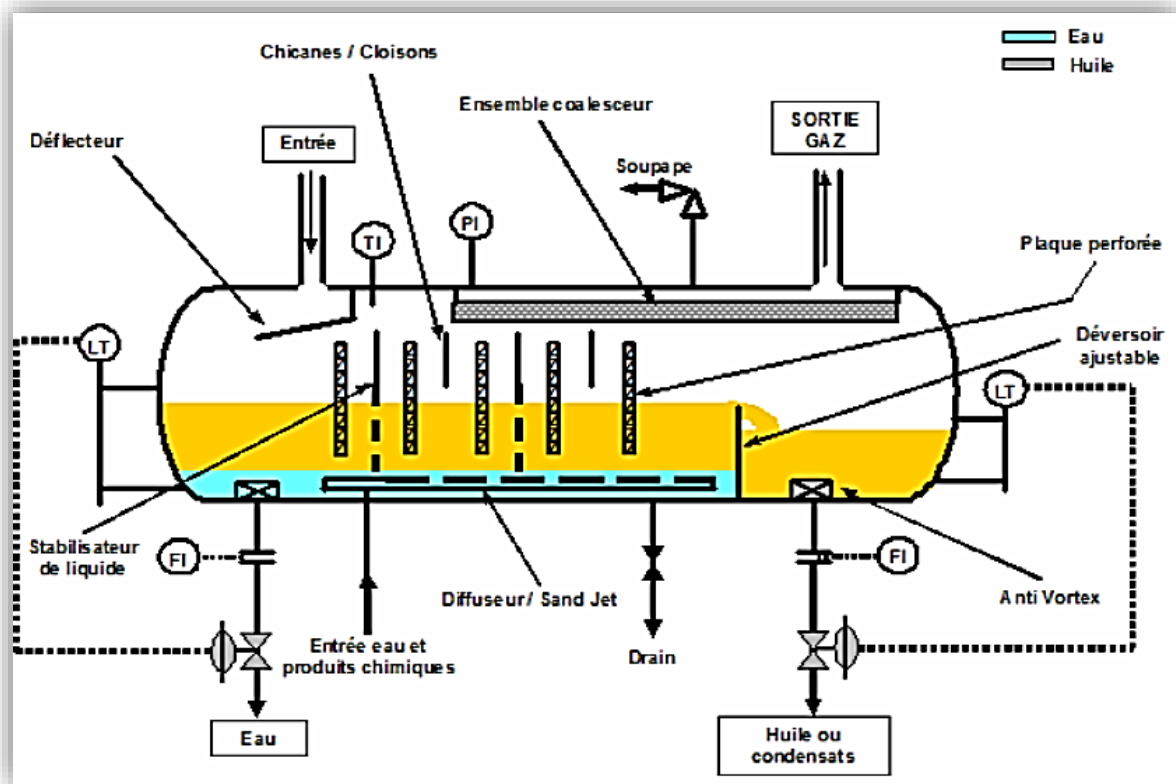
II-4 Fonctionnement des séparateurs :**II-4.1 Les sections d'un séparateur :**

Figure II-14 : Vue des équipements d'un séparateur [10]

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

- Section de la séparation primaire
- Section de la séparation secondaire
- Section de coalescence
- Section de collecte

L'emplacement de ces sections, quel que soit le type de séparateur, sont représentées en figures 15 -16 ci-dessous.[6]

II-4.1.A Section de séparation primaire :

La section A est la séparation primaire. La séparation primaire est utilisée pour séparer la partie principale du liquide libre du fluide d'entrée. Elle contient le bec d'admission qui est généralement tangentiel, ou un déflecteur pour profiter d'un changement brusque de direction pour séparer la plus grande partie du liquide du gaz. [10]

II-4.1.B Section de séparation secondaire :

La séparation secondaire ou la section de gravité, B, est conçue pour utiliser la pesanteur pour augmenter la séparation de gouttelettes entraînées. Dans cette section du séparateur le gaz se déplace à une vitesse relativement basse avec peu de turbulence.

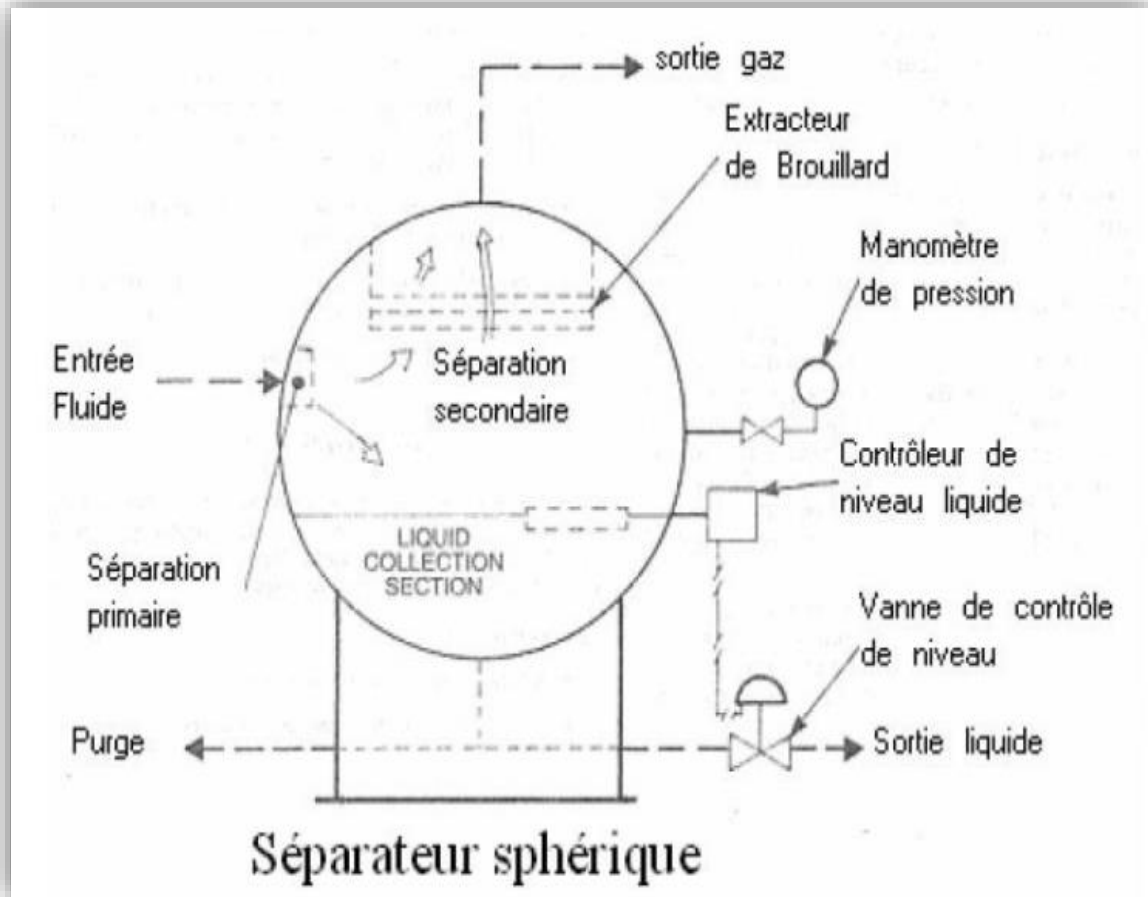


Figure II-15 : Les différentes sections sur un séparateur sphérique[10]

Dans certains cas, des aubes directrices sont utilisées pour réduire la turbulence. Ces aubes agissent aussi comme des collecteurs de gouttelette et facilitent ainsi la séparation des gouttelettes et du gaz.

II-4.1.C Section de Coalescence :

La section de coalescence utilise un coalesceur ou un extracteur de brouillard. Cette section enlève les très petites gouttelettes de liquide du gaz par la collision sur une surface où elles coalescent .

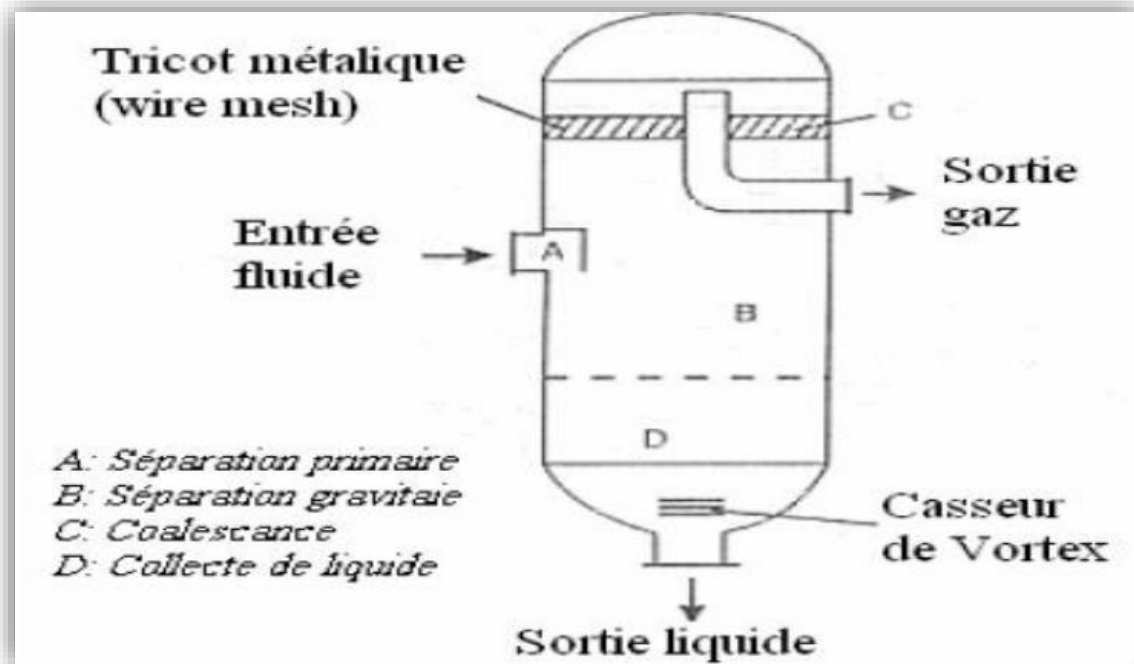


Figure II-16 : Les différentes sections sur un séparateur vertical[10]

II-4.1.D Section de Collecte :

Le puisard ou la section de collecte du liquide, D, agit comme le récepteur pour tous les liquides enlevés du gaz dans les sections primaires, secondaires et de coalescence. Selon les exigences (conditions), la section liquide devra avoir un certain volume, pour le dégazage ou les arrivées de bouchon liquide. De plus un niveau liquide minimal sera nécessaire pour un fonctionnement correct. Le dégazage peut exiger un séparateur horizontal avec un niveau liquide peu profond tandis que la séparation d'émulsion peut exiger un niveau liquide plus important, des températures supérieures, et/ou le complément d'un surfactant.

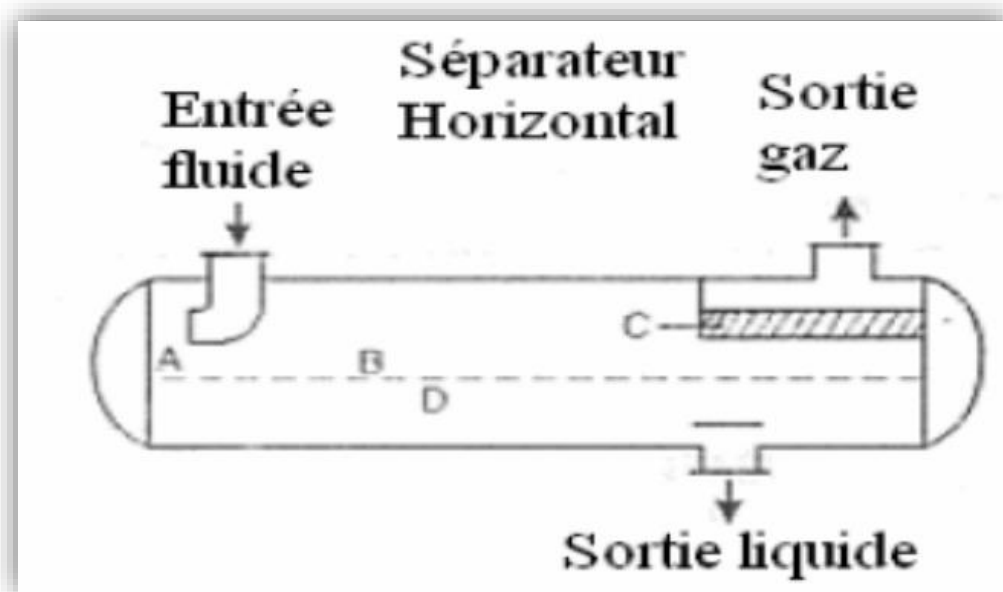


Figure II-17 : Les différentes sections sur un séparateur horizontal[10]

II-4.2 Les internes d'un séparateur :

Les internes les plus courants utilisés pour améliorer l'efficacité dans un séparateur sont :

II-4.2.A Le déflecteur (Deflector or diverter plate) :

Lorsque le fluide frappe la plaque, la vitesse ralentit et des gouttelettes liquides tombent au fond du séparateur et le gaz continue son chemin en faisant le tour de la plaque.

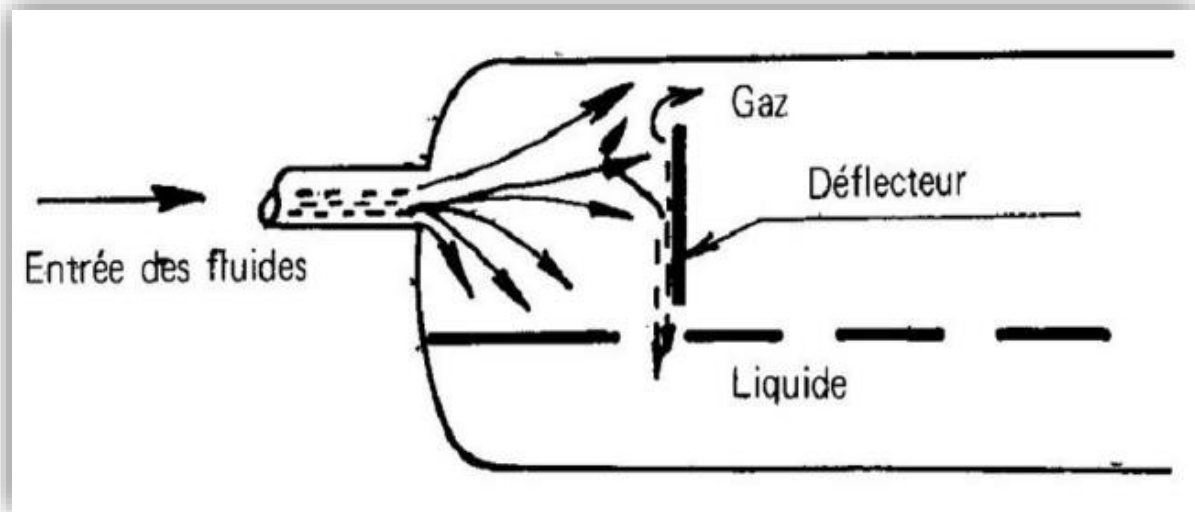


Figure II-18 : déflecteur [10]

II-4.2.B Le Coalesceur (Demister pad / Coalescing pack) :

Utilisé pour que les gouttelettes minuscules s'unissent dans de plus grandes gouttelettes. Appareil équipé d'un remplissage, chicanes multiples, tricot métallique (Wire Mesh), fibres diverses, de façon à ce que des particules liquides puissent se rassembler en gouttelettes et se séparer de gaz ou de vapeurs ainsi que de liquides non miscibles.



Figure II-19 : Wire Mesh [8]

II-4.2.C Le plateau de barrage ou déversoir (Weir or Weir plate) :

Utilisé pour augmenter le temps de résidence du liquide puisque selon son positionnement il augmente le volume offert au liquide.



Figure II-20 : Plateau de barrage perforé[8]

II-4.2.D Le Casseur de Vortex ou Anti-Vortex (Vortex breaker or anti-vortex) :

Installé pour empêcher la création de tourbillons dans le liquide, lesquels entraîneraient le gaz avec le liquide s'évacuant du séparateur.[7]



Figure II-21 : phénomène de vortex [11]

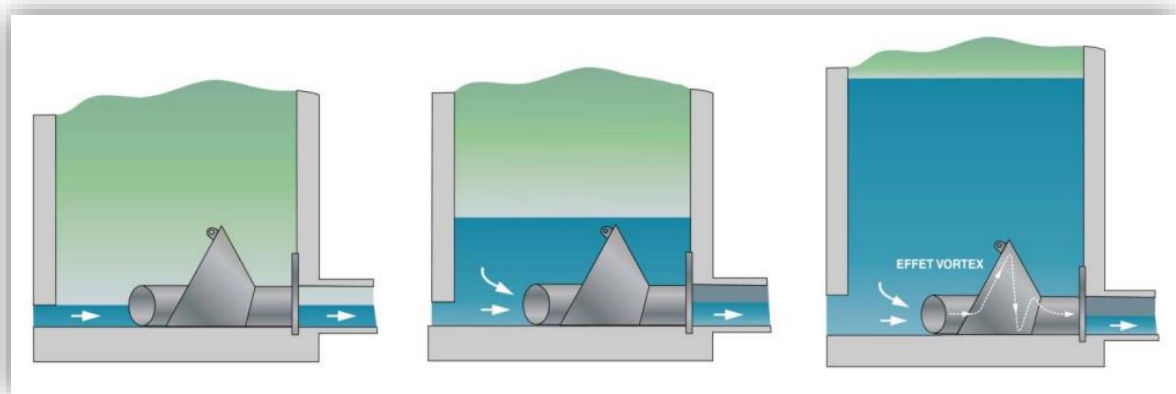


Figure II-22: Casseur de Vortex

II-5 FWKO (Free Water Knock Out) :

Sont évoqués ici sous cette appellation, les 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. Ils ne constituent donc vraiment des appareils de déshydratation mais en sont des auxiliaires qui dégrossissent le travail. 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.[10]

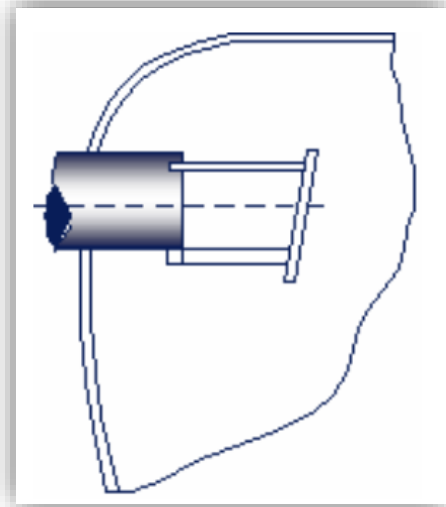


Figure II-23 : Déflecteur

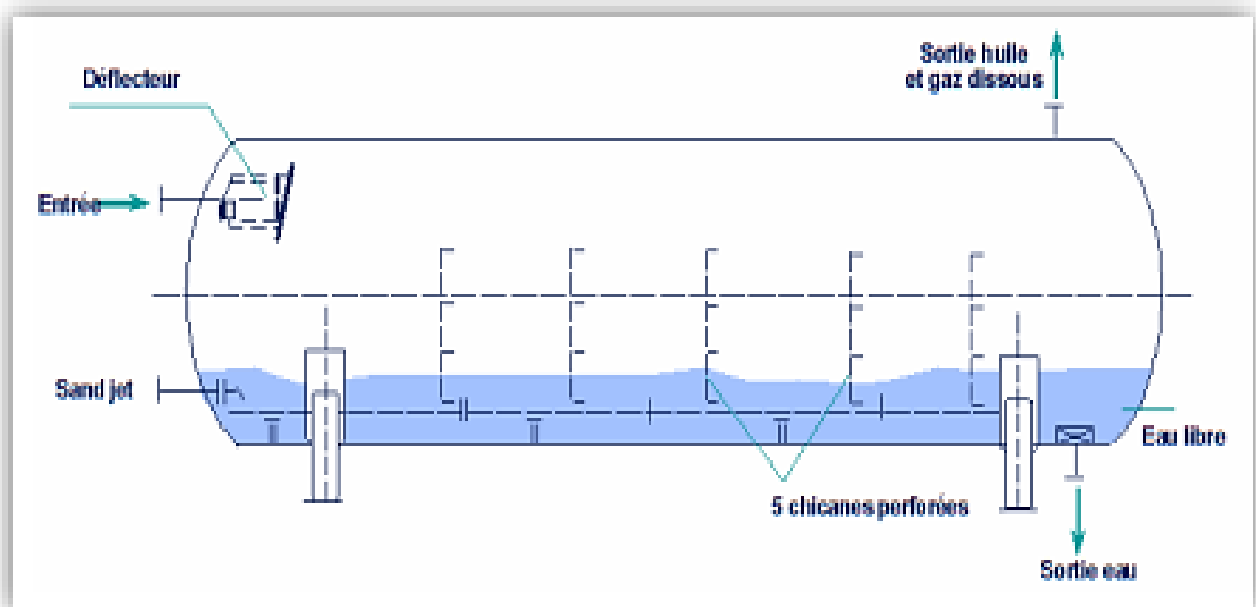


Figure II-24 : FWKO - Free Water Knock Out

II-6 Caractéristiques générales d'un séparateur :

Les séparateurs doivent intégrer :

- Une Capacité liquide volumique adéquate pour traiter les surtensions liquides (puce) des puits et / ou des courants d'écoulement
- Diamètre et hauteur ou longueur du récipient adéquate pour permettre à la plupart des liquides de se séparer du gaz.
- Un moyen de contrôler le niveau d'huile dans le séparateur, qui comprend habituellement un contrôleur de niveau de liquide et une soupape de moteur à diaphragme sur la sortie d'huile

- Une soupape de contre-pression sur la sortie de gaz pour maintenir une pression régulière dans le récipient
- Dispositifs de décompression. [8]

II-7 Paramètres à surveiller sur un séparateur :

- ✓ La pression de séparation : C'est un paramètre d'optimisation de la récupération, de plus elle détermine le débit liquide dans les conditions de séparation, une diminution de celle-ci entraîne une variation très sensible de la vitesse du gaz d'où risques d'entraînement de liquides.
- ✓ Les niveaux : Les niveaux ne sont pas relevés comme les pressions. Cependant, leur surveillance est aussi importante que celle des pressions. Lors des relevés de ces dernières, il est bon de contrôler les niveaux. Normalement le niveau ne doit pas dépasser le milieu de niveau à glace, car les vagues qui se produisent dans le séparateur peuvent passer par-dessus les plaques horizontales. Il ne doit pas, non plus être réglé trop bas, afin d'obtenir un temps de rétention de l'huile.
- ✓ La température : Une augmentation de température a le même effet qu'une diminution de pression, ou le volume de gaz augmente et par suite, sa vitesse ce qui diminue la capacité du séparateur.
- ✓ Les vannes automatiques : doit faire la régulation nécessaire des vannes afin d'éviter les risques et l'endommagement des vannes. [1]

II-8 Classification des séparateurs :

On peut classer les séparateurs de champs de pétrole :

- Par leur configuration :
 - Séparateur vertical
 - Séparateur horizontal
 - Séparateur sphérique

Les trois configurations de séparateurs sont disponibles pour une séparation en deux phases et une séparation triphasée.

Un séparateur trois phases ne diffère d'un séparateur de deux phases que par l'aménagement de la chambre de décantation des liquides. Le mode de séparation reste inchangé.

- Par ses applications telle que :
 - Séparateurs de testes
 - Séparateurs de production.

- Séparateurs à basse température.
- Séparateurs de dosage.
- Séparateurs élévateurs.
- Séparateurs par étages (premier, deuxième, etc.).

➤ Par pression supporté :

- Basse pression - de 10 à 225 psi
- Moyenne pression - de 230 à 750 psi
- Haute pression de 750 à 1500 psi et plus

Les séparateurs dans les opérations de champs pétrolifères peuvent fonctionner à des pressions jusqu'à 5 000 psi.[13]

II-9 Séparateur de test (jaugeage) :



Figure II-25 : Séparateur de teste [14]

Séparateur de teste c'est un séparateur mobile prévu comme unité d'essai, facile à raccorder. Le raccordement sur un puits ne nécessite que deux ou trois branchements réalisables par tube flexible. Il assure la séparation en trois phases de l'effluent est généralement équipé de différents types de compteurs pour quantifier l'huile, le gaz et / ou l'eau.

Les séparateurs de teste peuvent être verticaux, horizontaux ou sphériques, et ils peuvent être à la fois biphasés ou triphasés, mais généralement on utilise un séparateur horizontal.

Ils peuvent être installés en permanence ou mobile (l'appareil monté avec tous ses accessoires sur un châssis ou une remorque légère)

Le séparateur de teste est utilisé pour :

- Séparer le flux provenant du puits en 3 phases : huile, gaz et eau.
- Mesurer la vitesse du débit pour chacune des phases dans des conditions données.
- Prélever des échantillons de chacune de phases à des températures et pressions données.[6]

II-10 Le slug catcher :

C'est une installation qui sert de tampon « amortisseur » en sortie de ligne ; son rôle est d'absorber les différences de débit entrant (slug), de manière à fournir un fluide à débit régulier aux installations en aval de ce dernier. Ceci s'effectue en laissant fluctuer le niveau de liquide dans l'installation. Cet élément de la séparation se trouve en amont du traitement et va stabiliser toute la régulation de la séparation.



Figure II-26 : Slug Catcher [8]

II-11 Sommaire des avantages et inconvénients :

Comme nous venons de le voir il existe trois types de séparateurs principaux. Dans le tableau ci-dessous, on a fait une comparaison des performances des différents types de Séparateurs.[8]

Tableau II-1 : Comparaison des performances des différents types de séparateurs

	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
<p>(1) Le plus favorable (2) Intermédiaire (3) Le moins favorable</p>			

Conclusion :

Ce chapitre présente les séparateurs en général. Pour encore mieux assimiler le problème on peut faire une étude théorique sur le dimensionnement dans le chapitre suivant.

CHAPITRE III :

DIMENSIONNEMENT D'UN SÉPARATEUR

III-1 Introduction :

Lorsqu'il s'agit de dimensionner un séparateur triphasé, il est essentiel de comprendre les principes de séparation des phases dans un système de mélange de fluides. Un séparateur triphasé est utilisé pour séparer les phases liquides, généralement de l'eau et de l'huile, ainsi que la phase gazeuse dans un flux de processus industriel. Le dimensionnement adéquat d'un séparateur triphasé permet d'obtenir une séparation efficace et une performance optimale du système.

L'objectif du dimensionnement d'un séparateur triphasé est de déterminer les dimensions, les spécifications et les performances requises du séparateur pour répondre aux exigences spécifiques de l'application industrielle. Cela implique de considérer plusieurs facteurs tels que le débit de liquide, la viscosité, la densité, la composition des phases, les exigences de rétention des phases, les paramètres opérationnels, etc.

Pour effectuer le dimensionnement, il est courant d'utiliser des outils de simulation de procédés tels que le logiciel Aspen HYSYS. Ces logiciels permettent de modéliser le système de séparation triphasé, d'appliquer des modèles thermodynamiques pour prédire les propriétés des fluides, et de simuler le comportement du fluide dans le séparateur afin d'optimiser les performances de séparation.

En somme, le dimensionnement d'un séparateur triphasé est un processus crucial pour assurer une séparation efficace des phases liquides et gazeuses dans un flux de processus industriel. Une compréhension approfondie des principes de séparation, des propriétés des fluides et des considérations de conception est essentielle pour obtenir des résultats optimaux.

III-2 Dimensionnement des séparateurs gaz-liquide horizontaux [15]:

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.

Et on peut faire le dimensionnement par deux méthodes :

III-2.1 La première méthode (méthode théorique) : [15]**La méthode d'API 12J [15] :**

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

Les étapes de calcul des paramètres du séparateur avec cette méthode se présentent comme suit :

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

Pour déterminer le dimensionnement du séparateur gaz-liquide horizontal il faut calculer les paramètres suivants :

III-2.1.1 Calcul du débit volumique de gaz :

$$Qg = \frac{Wv}{3600 \times \rho v}$$

Qg: débit volumique de gaz.

Wv: débit massique de gaz.

ρv : masse volumique de gaz.

III-2.1.2 Calcul du débit volumique du liquide :

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

III-2.1.2.A De la phase légère (brut) :

$$QLL = \frac{WLL}{60 \times \rho LL}$$

QLL : débit volumique du liquide De la phase légère.

WLL: débit massique de la phase légère

ρLL : masse volumique de la phase légère.

III-2.1.2.B De la phase lourde (l'eau) :

$$QHL = \frac{WHL}{60 \times \rho HL}$$

QHL : débit volumique du liquide De la phase lourde.

WHL: débit massique de la phase lourde

phL: masse volumique de la phase lourde.

III-2.1.3 Calcul la vitesse critique de gaz :

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

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

UT : la vitesse critique de gaz.

ρ_V : masse volumique de gaz.

K : Sauders-Brown coefficient

ρ_L :masse volumique de liquide

III-2.1.4 Détermination de la vitesse admissible :

$$UV = 0,75 \times UT$$

Uv : la vitesse admissible.

UT : la vitesse critique de gaz.

III-2.1.5 Calcul des volumes correspondant :

➤ Choisir le temps d'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 d'holdup :

$$VH = TH \times QL$$

VH : volume d'holdup.

TH : le temps d'holdup.

QL : débit volumique du fluide.

Sélectionne le temps de surge :

- Calcul de V_s volume du surge :

$$V_s = T_s \times QL$$

T_s : le temps de surge.

QL : débit volumique du fluide.

III-2.1.6 Estimation L/D et calcul du diamètre du séparateur primaire :

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

Le rapport L/D de la longueur au diamètre est fonction de la pression de service.

III-2.1.7 Calcul de la surface totale :

$$AT = \frac{\pi}{4} \times D^2$$

AT : la surface totale.

D : diamètre du séparateur primaire.

III-2.1.8 Calcul de désengagement de gaz :

$$H_v = 0,2 \times D$$

HV : hauteur de désengagement de gaz.

D : diamètre du séparateur primaire.

III-2.1.9 Calcul de l'aire de désengagement :

$$H_v / D \rightarrow A_v / AT$$

HV : hauteur de désengagement de gaz.

D : diamètre du séparateur primaire.

A_v : l'aire de désengagement.

AT : la surface totale.

Calculer A_v l'aire de désengagement et la conversion hauteur -aire. On à la hauteur de désengagement sur le diamètre (H_v/D) on détermine ensuite A_v/AT par l'équation

empirique référencée dans l'API 12J et on déduit A_v (l'aire de désengagement).

III-2.1.10 Fixer la hauteur du niveau liquide bas :

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

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

D : diamètre du séparateur primaire.

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

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

$$A_{LLL} = (H_{LLL}/D). AT$$

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

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

AT : la surface totale.

Les valeurs des constants sont selon le cas :

III-2.1.11 Calcul de la hauteur du déversoir H :

$$H_W = D - HV$$

III-2.1.12 Calcul de la longueur pour le liquide :

$$L_2 = \frac{VH + VS}{AT - AV - A_{LLL}}$$

III-2.1.13 Fixer l'interface à la hauteur :

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

III-2.1.14 Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide lourd :

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

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

III-2.1.15 Calcul la surface du compartiment occupé par le liquide léger :

$$ALL = AT - AV - ALLL$$

III-2.1.16 Calcul des vitesses de décantation :

- Du liquide lourd de la phase liquide léger

$$UHL = \frac{kN \times (\rho H - \rho L)}{\mu L}$$

- Du liquide léger de la phase liquide lourd

$$ULH = \frac{kN \times (\rho H - \rho L)}{\mu H}$$

Avec : $kN = 2,06151 \times 10^{-5} \times Dp^2$

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

μL : viscosité de la phase légère (CP)

μH : viscosité de la phase lourde(CP)

III-2.1.17 Calcul des temps de décantation t_{HL} :

- Du liquide lourd de la phase du liquide léger

$$t_{HL} = \frac{12 \times HHL}{UHL}$$

- Du liquide léger de la phase du liquide lourd

$$t_{LH} = \frac{12 \times HHL}{ULH}$$

III-2.1.18 Calcul de la longueur minimale :

$$L1 = \max \left[\frac{t_{LH} \times QHL}{AHL}, \frac{t_{HL} \times QLL}{ALL} \right]$$

III-2.1.19 Calcul de la longueur du séparateur :

$$L = L1 + L2$$

III-2.1.20 Calcul du temps de séparation des gouttelettes liquide de gaz :

$$\phi = \frac{HV}{UV}$$

III-2.1.21 Calcul de la vitesse actuelle de gaz :

$$UVA = \frac{QV}{AV}$$

III-2.1.22 Calcul de la longueur minimale nécessaire :

$$L_{min} = UVA \times \phi$$

❖ 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 $L = L_{mi}$.

➤ Si $L \ll L_{min}$ (la différence est supérieure à 20%), on doit augmenter H , recalculer AV 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 supérieure à 20%), on diminue HV , recalculer AV 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 calcule.

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

➤ Si $L/D \gg 6$ augmenter D .

III-2.2 La deuxième méthode (calculer par logiciel HYSYS) :

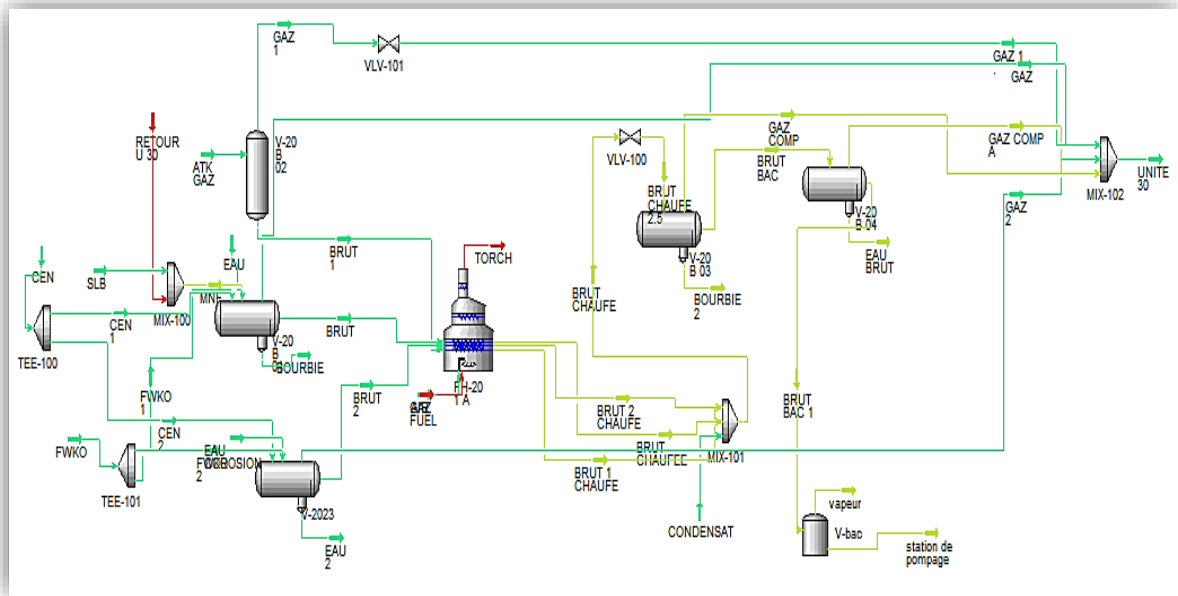


Figure III-1 : Capture N°1 sur logiciel HYSYS

Après la simulation dans le logiciel HYSYS on a les résultats suivants :

Et après avoir mis tous les paramètres dans les organes de la station, on constate de bons résultats dans la séparation finale.

Name	CEN 2	FWKO 2	EAU COROSION	BRUT 2	GAZ 2	EAU 2
Vapour	1,0000	0,0052	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	33,00	33,00	30,00	29,86	29,86	29,86
Pressure [kPa]	1700	1200	1000	1000	1000	1000
Molar Flow [kgmole/h]	1,908e+004	2669	5551	2686	1,914e+004	5474
Mass Flow [kg/h]	4,000e+005	4,000e+005	1,000e+005	4,046e+005	3,968e+005	9,861e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1136	546,0	100,2	551,3	1132	98,81
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,831e+004	-3,105e+005	-2,858e+005	-3,122e+005	-7,870e+004	-2,858e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	164,9	314,2	54,98	307,9	169,5	54,95
Heat Flow [kJ/h]	-1,494e+009	-8,289e+008	-1,587e+009	-8,387e+008	-1,506e+009	-1,565e+009

Figure III-2 : Capture N°2 sur logiciel HYSYS

On obtient dans « évaluation » (Rating) le tableau de dimensionnement (Sizing) : Volume, diamètre et longueur.

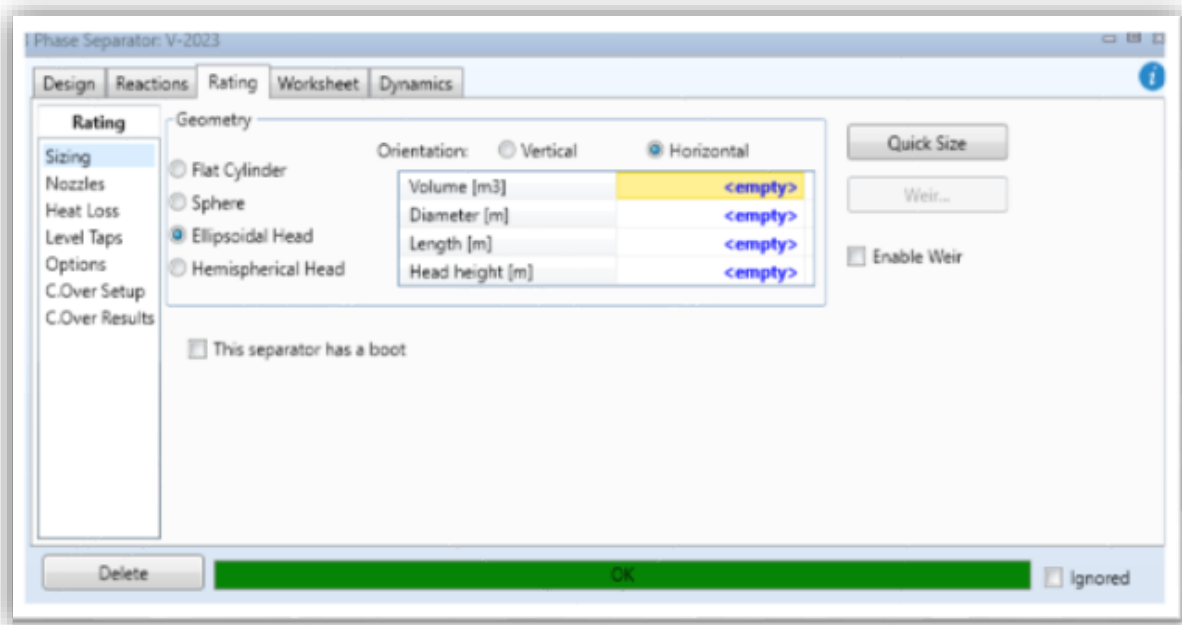


Figure III-3 : Capture N°3 sur logiciel HYSYS

Ensuite on clique sur « dimensionnement rapide » (**quick size**) et on aura les résultats suivants :

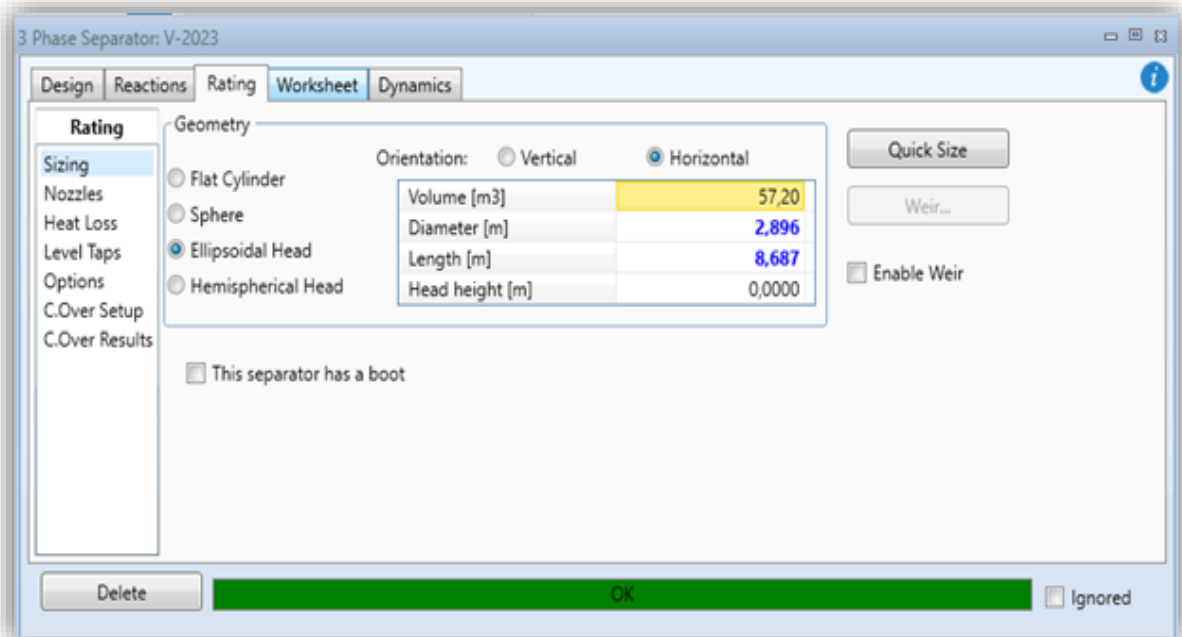


Figure III-4 : Capture N°4 sur logiciel HYSYS

Après avoir le dimensionnement du séparateur voulu on a mit une recherche sur le magasin du **Sonatrach** pour trouver le séparateur le mieux compatible avec notre séparateur V2023. Et le séparateur disponible sur la zone d'Oued Noumer V1503 et pour des raisons technico-commerciales on a choisi ce modèle de séparateur.

III-2.2.1 Marques d'identité et de service (V 1503) :

- Année de fabrication : 1997
- Constructeur : MECANICA DE LA PENA EQUIPOS, S.L.
- Lieu de construction : Espagne.
- Désignation du contenu : huile brute, eau.

III-2.2.2 Les caractéristiques techniques V1503 :

- Volume : 64 000 L.
- Longueur : 12 700 mm
- Diamètre : 2438 MM
- Épaisseur : 83 mm
- Matériaux utilisés : SA516-70 N.
- Charge limite de rupture : 483 MPa.
- Limite d'élasticité : 262 MPa.
- Contraintes admissibles : 161 MPa.
- Traitement thermique : oui.
- Surépaisseur de corrosion : 3,18 mm [17]

Conclusion :

Le dimensionnement du séparateur triphasé constitue une étape cruciale pour assurer une séparation efficace des phases du mélange. Une conception soignée et une mise en œuvre adéquate sont essentielles pour obtenir les performances désirées et garantir une exploitation sécurisée et efficiente du séparateur triphasé.

Dans le chapitre qui suit, nous allons nous intéresser à la simulation du nouveau séparateur horizontal V1503 sur le logiciel ASPENHYSYS.

CHAPITRE IV :

PRÉSENTATION DU LOGICIEL HYSYS ET SIMULATION

IV-1 Introduction :

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des Scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé. Un modèle n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système analysé. Il existe plusieurs types de modèle d'un système physique : allant du modèle de représentation qui ne s'appuie que sur des relations mathématiques traduisant les grandes caractéristiques de son fonctionnement, jusqu'au modèle de connaissance complexe issu de l'écriture des lois physiques régissant les phénomènes mis en jeu. Le choix du type de modèle dépend principalement des objectifs poursuivis.[16]

IV-2 Principe de fonctionnement :

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques et , sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation), pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. Avant même de parler de modèles d'opération de transformation de la matière, il faut des modèles pour prédire les propriétés physiques de la matière. C'est pourquoi ces simulateurs disposent tous d'une base de données thermodynamiques contenant les propriétés des corps purs (masse molaire, température d'ébullition sous conditions normales, paramètres des lois de tension de vapeur, ...). Cette base de données est enrichie d'un ensemble de modèles thermodynamiques permettant d'estimer les propriétés des mélanges. Tout simulateur industriel de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

- Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les Propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.
- Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD pour Procès Flow Diagramme).
- Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations Relatives à leur fonctionnement : réacteur chimique, colonne de distillation, colonne de Séparation, échangeurs de chaleur, pertes d charges, etc. [16]

IV-3 Modes de fonctionnement des simulateurs :

Il y a deux modes de fonctionnement dans un simulateur : statique (ou stationnaire) et dynamique. Les simulateurs statiques résolvent des équations statiques qui traduisent le fonctionnement en régime permanent (à l'équilibre), tandis que les simulateurs dynamiques permettent d'évaluer l'évolution des variables dans le temps à partir de la résolution de systèmes d'équations différentielles. Les simulateurs industriels sur la thermodynamique les plus connus mondialement sont :

- Statiques : ASPEN PLUS (Aspen Technologies), Design II de (Win Sim), HYSYS (Hyprotech), PRO/II (Simulation Sciences), PROSIM
- Dynamiques : HYSYS (Hyprotech), ASPEN DYNAMICS (Aspen Technologies), Décide (Win Sim), DYMSYM (Simulation Sciences Inc.).
- Selon Winter (Winter, 1992) les simulateurs dynamiques sont en passe de se substituer aux simulateurs en régime permanent. Par exemple, HYSYS (Hyprotech) peut passer de la simulation d'un régime permanent à celle d'un régime transitoire (dynamique). [16]

IV-3.1 Utilisation de la simulation :

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont :

- ❖ Dans la conception (engineering) :
 - La résolution des bilans de matières et d'énergie.
 - Le dimensionnement des équipements.
 - L'évaluation économique du procédé.
 - L'optimisation du procédé.
- ❖ Dans le suivi des procédés :
 - Réajustement des paramètres de fonctionnement dans le cas des changements de composition de l'alimentation.
 - Détermination de la performance des équipements [16]

IV-3.2 La démarche à suivre :

On fait la simulation de l'unité de séparation en mode statique pour deux cas ; le cas actuel et les cas proposés. Puis on compare les résultats des deux cas. Et on suit les résultats pour déterminer avec quels points de consignes on va avoir la stabilité des paramètres.

Le but est de déduire les paramètres des entrées de l'unité qui la succède (U 20). Et de prévenir tous les problèmes d'exploitation qui peuvent survenir pour le cas proposé.

IV-3.3 La simulation et le simulateur :

Le développement de l'informatique dans le domaine de simulation, nous permet de résoudre des problèmes de calcul manuel longs, en utilisant comme outils des logiciels de simulation. Les simulateurs existants tels que Aspen Plus, ChemCAD, Hysim, Hysys, Pro-II sont les plus vendus et qui deviennent de plus en plus indispensables pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels qui fonctionnent parfois loin de leur optimum. Cela dit, le simulateur HYSYS est l'un des plus performants logiciels de simulation.

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène physique à l'aide de modèles mathématiques simples permettant de décrire son comportement. Autrement dit, la simulation permet de représenter par des modèles mathématiques les différents phénomènes de transfert de masse, d'énergie et de quantité de mouvement qui se produisent dans les différentes opérations unitaires.

Le modèle mathématique est composé d'une série d'équations développées dans l'objectif de décrire le comportement d'un système donné (opération unitaire : séparation de phases, fractionnement de composants, compression, détente, échange de chaleur ou autre).

Ce sont des équations de conservation de masse, d'énergie et de quantité de mouvement. Ces équations peuvent être algébriques ou différentielles. Le simulateur peut être utilisé lors de la conception d'un procédé industriel afin de :

- Établir des bilans de matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- Dimensionner les équipements de ce procédé.
- Réajuster les paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de compositions de l'alimentation ou des conditions de fonctionnement de certains équipements.
- Déterminer les performances des équipements.

Tout simulateur de procédés chimiques est organisé autour des modules suivants :

Une base de données des corps purs et un ensemble de méthodes pour estimer les propriétés des mélanges appelés aussi modèles thermodynamiques.

Un schéma de procédé permettant de décrire les liaisons entre les différentes opérations unitaires constituant l'unité (PFD : Process Flow Diagram).

Des modules de calcul des différentes opérations unitaires contenant les équations relatives à leur fonctionnement : réacteurs, colonnes de distillation, ballons de séparation, échangeurs de chaleur, etc.

Un ensemble de méthodes numériques de résolution des équations des modèles.

Le logiciel HYSYS : est l'un des plus puissants programmes dans le domaine de la simulation et du design plant qui existent. Il a été conçu par la société HYPROTECH, par la suite, compte tenu du grand essor qu'il a connu auprès des firmes et des utilisateurs, plusieurs entreprises ont concouru afin d'obtenir les droits d'auteur jusqu'à ce que ASPENTECH réussisse finalement à acheter HYPROTECH et détenir les droits exclusifs sur HYSYS après l'insertion de quelques fonctionnalités. [16]

IV-4 Les équations d'état :

Les modèles basés sur les équations d'état (PR, SRK...etc.) : sont souvent utilisés pour le calcul des systèmes d'hydrocarbures et des systèmes presque idéaux. Leurs avantages par rapport aux autres modèles résident dans le fait de l'utilisation des coefficients d'interaction binaire. En général les équations d'état permettent de calculer l'ensemble des propriétés tel que, le facteur de compressibilité, le volume molaire, la masse volumique, l'enthalpie résiduelle, l'énergie libre résiduelle, le coefficient de fugacité, la constante d'équilibre et l'ensemble des dérivées de ces propriétés par rapport à la température et aux fractions molaires. [16]

IV-4.1 Equation d'état de REDLICH-KWONG (RK) :

Considérée comme la plus simple des équations d'état, elle est très utilisée pour prédire l'état de la phase vapeur.

$$P = R \cdot T / (V - b) - a / (V(V + b)) \dots\dots\dots IV.1$$

IV-4.2 Equation de SOAVE-REDLICH-KWONG (SRK):

Cette équation modifiée celle de REDLICH-KWONG, par l'introduction d'une fonction (T) qui dépend du facteur acentrique. L'équation de SOAVE est de la même forme générale que l'équation (IV.1).

$$P = R \cdot T / (V - b) - (T) / (V(V + b)) \dots\dots\dots IV.2$$

SOAVE a introduit les relations suivantes pour exprimer la fonction a (T):

$$a(T) = a_c \cdot a(T_R) \dots\dots\dots IV.3$$

Avec :

$$a(T_R) = [1 + m(1 - T_R)] \dots\dots\dots IV.4$$

Le coefficient m est calculé en fonction du facteur acentrique

$$\omega : m = 0.480 + 1.574 \omega - 0.176 \omega^2 \dots\dots\dots IV.5$$

Facteur acentrique : est un nombre conceptuel introduit par Kenneth Pitzer en 1955, couramment utilisé dans la description de la matière en thermodynamique, notamment pour la caractérisation de composés purs.

IV-4.3 Equation de PMG-ROBINSON :

L'équation de PENG-ROBINSON diffère de l'équation de SOAVE par l'expression du terme d'attraction. Elle a été introduite en vue d'améliorer les résultats obtenus par l'équation de SAOVE, notamment en ce qui concerne le calcul des densités en phase liquide, sans modifier le nombre de paramètres :

$$P = RT \frac{z}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b) + b(V-b)} \dots\dots\dots\text{IV.6}$$

Les termes $a(T)$ et b sont définis comme suit :

$$a = 0.45724 \cdot R \cdot T_c^2 \cdot P_c \cdot a(TR) \dots\dots\dots\text{IV.7}$$

Le terme $a(TR)$ présente la même forme générale que dans le cas de l'équation de SOAVE. Il suit la relation (IV.5) mais la fonction reliant le paramètre m au facteur acentrique ω est différente :

$$m = 0.654 + 1.5422 \omega - 0.26992 \omega^2$$

Ces équations sont très largement utilisées dans les modèles de simulation, en production et traitement de gaz. L'équation la plus recommandée pour les systèmes d'hydrocarbures est l'équation de PENG ROBINSON, car elle résout correctement les problèmes d'équilibre et permet de prédire des densités liquides plus en accord avec les valeurs réelles que les autres équations. [16]

IV-5 Partie simulation et discussion des résultats :

Dans cette partie on doit simuler un cas réel avec le logiciel HYSYS et présenter les résultats obtenus et on discute sur les composants séparés. Pour simuler un cas il faut d'abord un composant d'un produit hydrocarbure et pour notre travail on a ramené un composant à partir des données de stage pratique à oued nommer Hassi R'mel.

IV-6 Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS :

Pour la simulation il faut suivre les étapes suivantes :

- 1) Entrer dans le logiciel HYSYS
- 2) Cliquer sur file (**new case**)

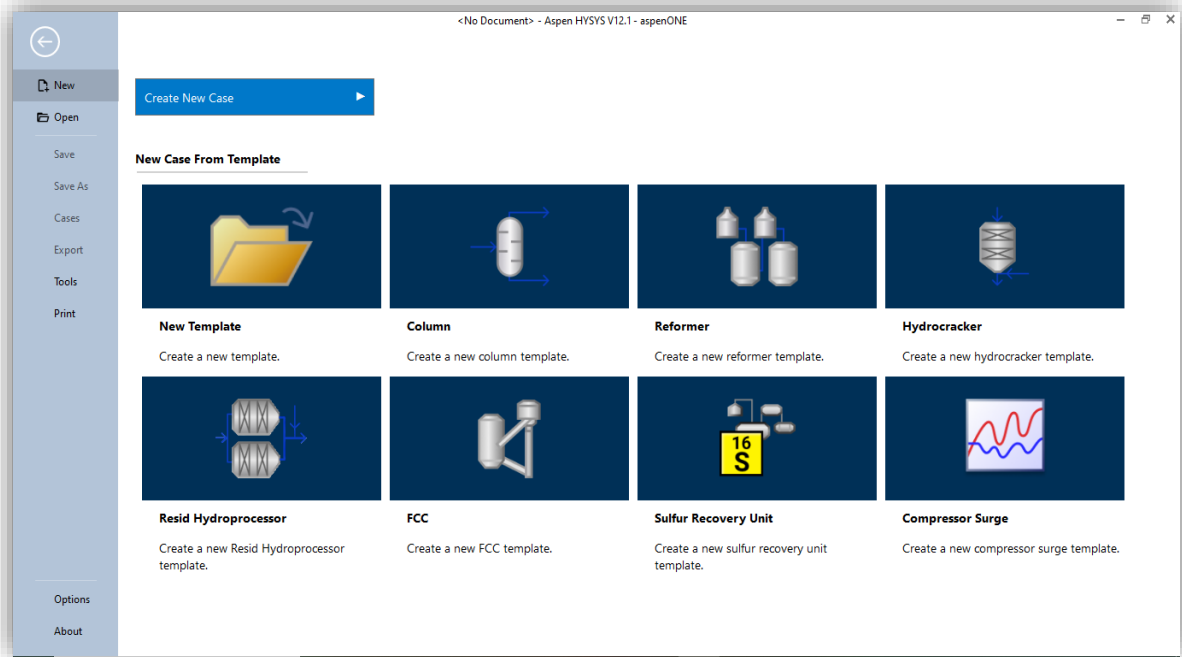


Figure IV-1 : Capture N°1 sur HYSYS

3) Cliquer sur composant ajouter (**Add**) puis entré les composantes de la charge et fermer la fenêtre.

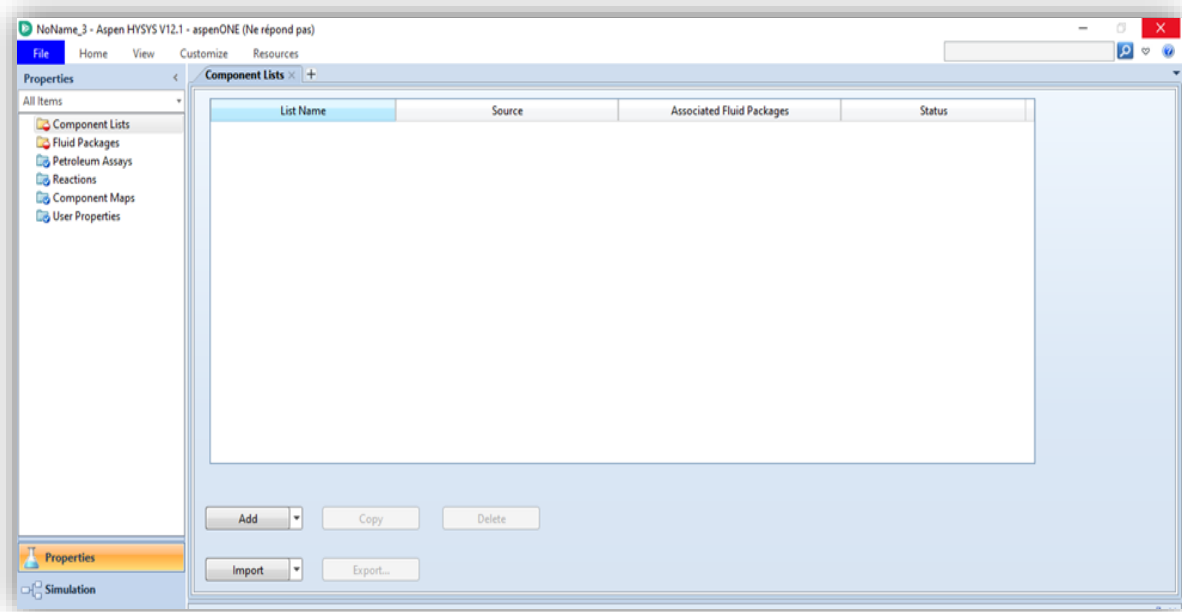


Figure IV-2 : Capture N°2 sur HYSYS

4) Entrer dans (**Fluides Packages**) puis ajouter (**Add**) et choisir Peng-Robinsons et ensuite quitter la fenêtre et cliquer sur bouton « simulation ».

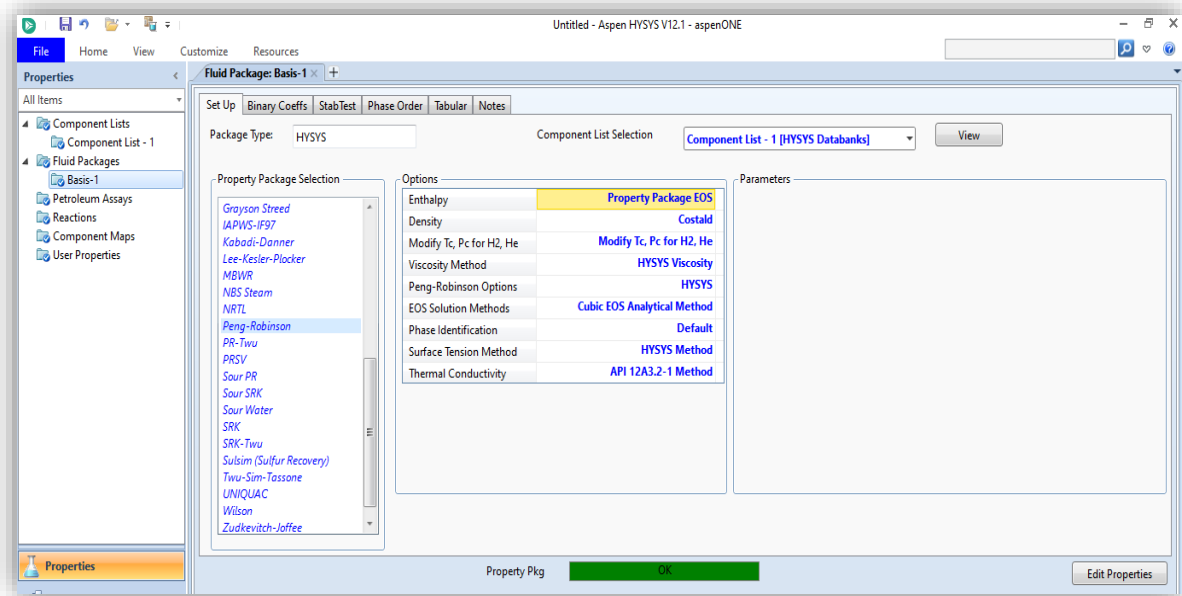


Figure IV-3 : Capture N°3 sur HYSYS

5) choisir un séparateur dans les modèles que vous avez besoin et remplir les données nécessaires Pour avoir votre séparateur.

Un exemple de séparateur :

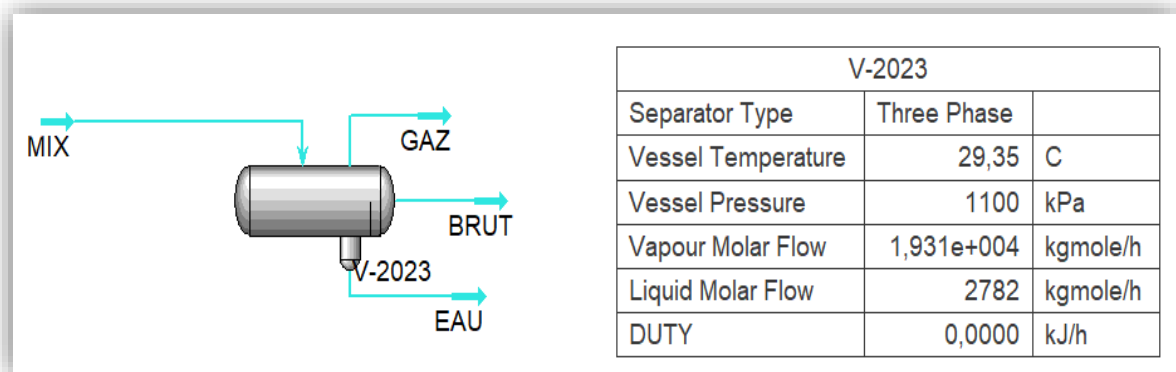


Figure IV-4 : Exemple de séparateur

IV-7 La simulation :

Notre travail présente une simulation de calcul et dimensionnement d'un séparateur de type cylindrique dans ses deux positions à axe vertical et horizontal. Le choix de l'un de ces deux positions dépend principalement de la nature de la charge à séparer en amont issue en général, d'un gisement de pétrole et de gaz qui est caractérisée par le GOR (Gas-oil-Ratio).

Après avoir sélectionner le séparateur horizontal, voici la simulation en utilisant UNITE 20 DE SEPARATION.

Composition du mélange a Hassi R'mel Oued Noumer :

Tableau IV-1 : Composition molaire des gaz prélevés au niveau de ONR [17]

Identification	FWKO	ONR- Condensat STABILISEE	Alimentation	SLB Manifold	CEN Manifold
Constituantes	Molaire%				
N2	0,052	0	2,555	3,543	3,068
CO2	0,028	0	0,23	0,121	0,313
C1	4,912	0	74,96	79,542	78,771
C2	2,595	0	10,285	9,468	9,607
C3	2,602	0	3,537	4,129	4,602
I-C4	0,823	0.024	0,541	0,604	0,782
n-C4	2,344	0.326	1,128	1,145	1,413
I-C5	1,426	23.53	0,21	0,352	0,370
n-C5	2,658	32.88	2,834	0,530	0,491
C6	5,064	23.96	2,039	0,441	0,376
C7	8,186	0.13	0,813	0,035	0,120
C8	9,343	7.42	0,33	0,001	0,029
C9	8,175	1.52	0,081	0	0,003
C10	7,059	1.56	0,036	0	0,002
C11	5,845	1.15	0,02	0	0,002
C12	4,931	0.05	0,005	0	0
C13	4,517	0.25	0	0	0
C14	3,710	0.25	0	0	0
C15	3,006	2.23	0	0	0
C16	2,538	0.01	0	0	0

C17	2,224	0	0	0	0
C18	2,073	0	0	0	0
C19	1,816	0	0	0	0
C20	1,470	0	0	0	0
C21	1,307	0	0	0	0
C22	1,160	0	0	0	0
C23	1,028	0	0	0	0
C24	0,935	0	0	0	0
C25	0,824	0	0	0	0
C26	0,728	0	0	0	0
C27	0,635	0	0	0	0
C28	0,575	0	0	0	0
C29	0,511	0	0	0	0
C30	0,491	0	0	0	0
C31	0,438	0	0	0	0
C32	0,389	0	0	0	0
C33	0,346	0	0	0	0
C34	0,311	0	0	0	0
C35	0,291	0	0	0	0
C36	2,630	0	0	0	0
BENZENE	0	4.42	0,388	0,077	0,038
TOLUENE	0	0.29	0,008	0,006	0,005
TOTAL	100	100	100	100	100

Après la simulation on obtient les résultats suivants :

Simulation d'unité 20 d'oued Noumer dans le cas actuel :

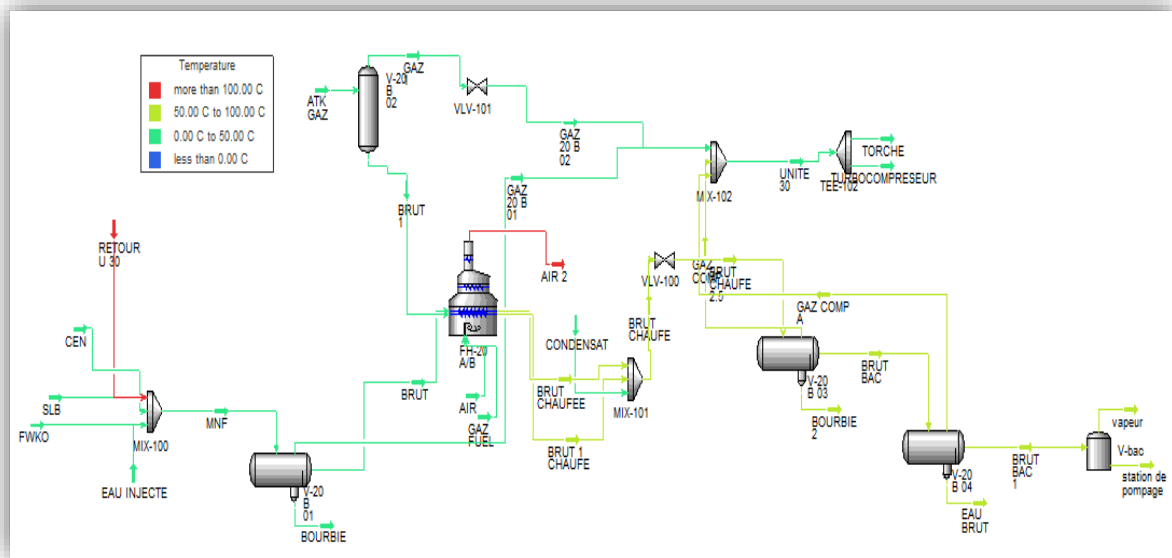


Figure IV-5 : Schéma général d'unité 20 avec le logiciel HYSYS

Après la simulation on obtient sur le séparateur 20 B 01 les résultats des compositions de séparation suivants :

The screenshot shows the 'Worksheet' view for the separator 'V-20 B 01'. The table displays the composition of four streams: MNF, BRUT, GAZ 20 B 01, and BOURBIE. The components listed include various hydrocarbons, nitrogen, oxygen, H2O, CO2, benzene, and toluene.

Component	MNF	BRUT	GAZ 20 B 01	BOURBIE
Methane	0.6502	0.0372	0.7845	0.0000
Ethane	0.0812	0.0212	0.0954	0.0000
Propane	0.0395	0.0219	0.0449	0.0000
i-Butane	0.0261	0.0110	0.0264	0.0000
n-Butane	0.0121	0.0278	0.0121	0.0000
i-Pentane	0.0039	0.0172	0.0031	0.0000
n-Pentane	0.0087	0.0452	0.0063	0.0000
n-Hexane	0.0089	0.0774	0.0036	0.0000
n-Heptane	0.0075	0.0838	0.0013	0.0000
n-Octane	0.0074	0.0918	0.0005	0.0000
n-Nonane	0.0062	0.0789	0.0002	0.0000
n-Decane	0.0053	0.0685	0.0000	0.0000
n-C11	0.0044	0.0568	0.0000	0.0000
n-C12	0.0037	0.0478	0.0000	0.0000
n-C13	0.0034	0.0408	0.0000	0.0000
n-C14	0.0028	0.0360	0.0000	0.0000
n-C15	0.0022	0.0292	0.0000	0.0000
n-C16	0.0019	0.0246	0.0000	0.0000
n-C17	0.0017	0.0216	0.0000	0.0000
n-C18	0.0015	0.0201	0.0000	0.0000
n-C19	0.0014	0.0176	0.0000	0.0000
n-C20	0.0011	0.0143	0.0000	0.0000
n-C21	0.0010	0.0127	0.0000	0.0000
n-C22	0.0009	0.0113	0.0000	0.0000
n-C23	0.0008	0.0100	0.0000	0.0000
n-C24	0.0007	0.0091	0.0000	0.0000
n-C25	0.0006	0.0080	0.0000	0.0000
n-C26	0.0005	0.0071	0.0000	0.0000
n-C27	0.0005	0.0062	0.0000	0.0000
n-C28	0.0004	0.0056	0.0000	0.0000
n-C29	0.0004	0.0050	0.0000	0.0000
n-C30	0.0004	0.0048	0.0000	0.0000
n-HexatriC36	0.0002	0.0026	0.0000	0.0000
n-DetriC32	0.0004	0.0048	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0264	0.0006	0.0320	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H2O	0.1033	0.0008	0.0091	1.0000
CO2	0.0018	0.0003	0.0023	0.0000
Benzene	0.0009	0.0072	0.0004	0.0000
Toluene	0.0001	0.0007	0.0000	0.0000

Figure IV-6 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal 20 B 01

Conditions de séparateur 20 B 01 :

Worksheet	Name	MNF	BRUT	GAZ 20 B 01	BOURBIE
Conditions	Vapour	0,8251	0,0000	1,0000	0,0000
Properties	Temperature [C]	36,00	36,00	36,00	36,00
Composition	Pressure [kPa]	1000	1000	1000	1000
PF Specs	Molar Flow [kgmole/h]	2,692e+004	2064	2,221e+004	2643
	Mass Flow [kg/h]	8,200e+005	3,087e+005	4,637e+005	4,762e+004
	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1783	420,6	1315	47,71
	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,163e+005	-3,071e+005	-7,849e+004	-2,854e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	169,8	308,5	170,4	56,51
	Heat Flow [kJ/h]	-3,131e+009	-6,339e+008	-1,743e+009	-7,542e+008

Figure IV-7 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal 20 B 01

Le dimensionnement de séparateur 20 B 01 (volume, diamètre, longueur) :

Geometry	Orientation	Volume [m3]	Diameter [m]	Height [m]	Head height [m]
Flat Cylinder	Vertical	38,20	2,013	12,00	0,1800

Figure IV-8 : Fenêtre de dimensionnement de séparateur horizontal 20 B 01

Conditions d'entrée du turbo-compresseur : (problème de séparation)

Comme nous pouvons le constater, le processus de séparation n'a pas été entièrement réaliser,

car il reste une certaine quantité de liquide qui entre dans le turbo compresseur et c'est précisément la cause de notre problème.

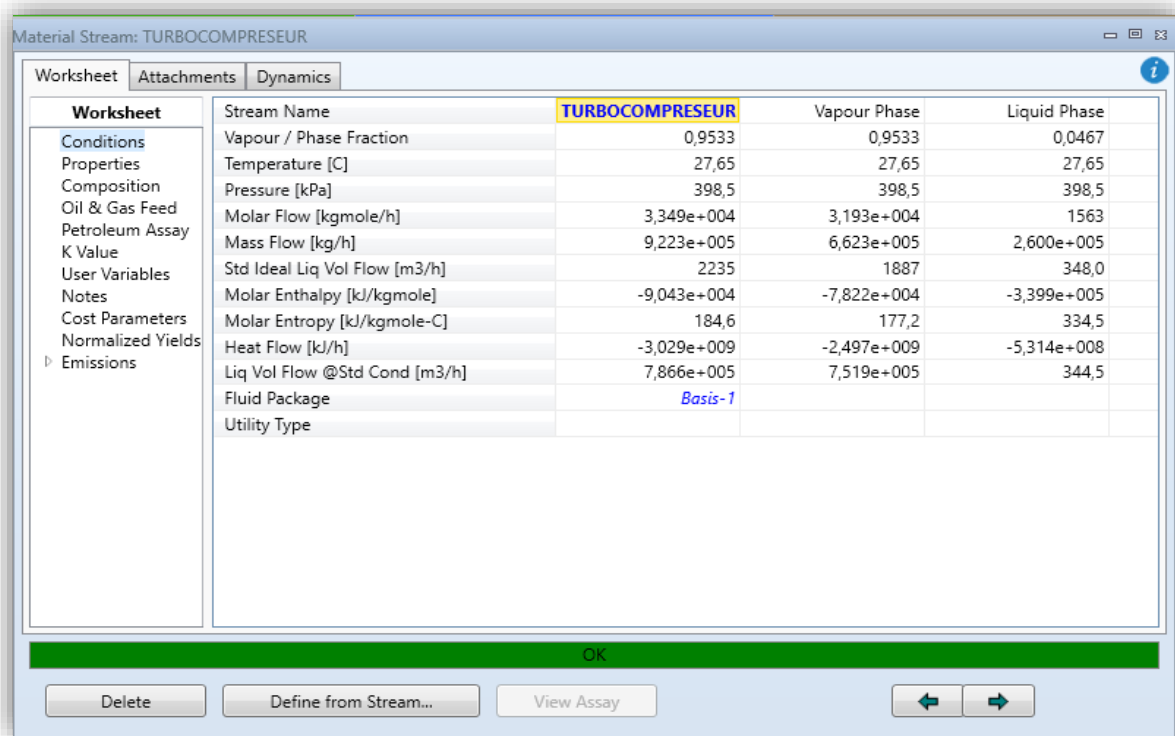


Figure IV-9 : Fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur

Et après avoir les résultats de l'unité 20 on a tracer un tableau qui résume les phase vapeur et liquide dans le turbo compresseur et le séparateur 20 B 01 par rapport aux variations de la température (Hiver, été, printemps)

Aux conditions du bouchage dans lesquels la pression est égale à 12.5 bars et le débit massique 820 000 Kg /h.

Tableau IV-2 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température

	Température (c°)	5	20	30	50	60
Séparateur 20 B 01	Phase vapeur (%)	0.8074	0.8155	0.8211	0.8317	0.8450
	Phase liquide (%)	0.1926	0.1845	0.1789	0.1683	0.1550
Turbo compresseur	Phase vapeur (%)	0.9408	0.9434	0.9533	0.9563	0.9639
	Phase liquide (%)	0.0592	0.0566	0.0467	0.0437	0.361

Notre problème réside dans le fait que, d'après le tableau, nous constatons la présence de la phase liquide dans le turbo compresseur.

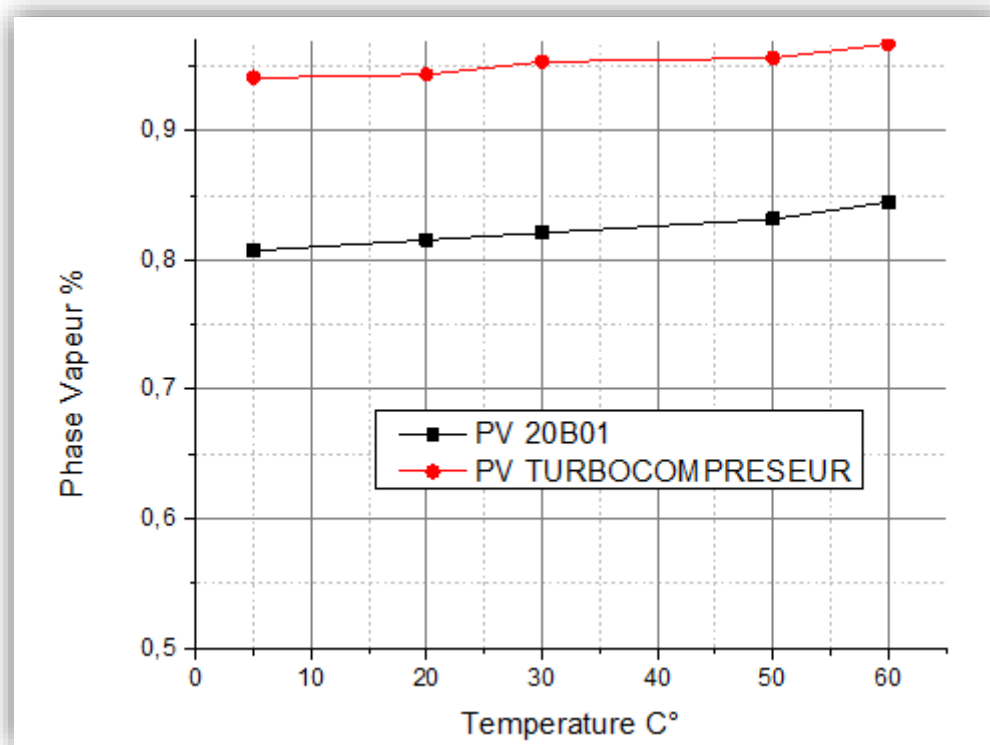


Figure IV-10 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (cas actuel)

Dans le cas actuel, le graphique ci-dessus illustre les valeurs du tableau précédent.

Le graphique représente la relation entre la température et la fraction de vapeur dans le système donné. Il est clairement observé que lorsque la fraction de vapeur augmente, la température augmente également. Cette observation indique une corrélation positive entre ces deux variables.

IV-7.1 OBJECTIF DE L'INSTALLATION DU SEPARATEUR HORIZONTAL V1503 :

Cette modification a pour objectif d'installer un nouveau séparateur horizontal en parallèle

Avec le séparateur vertical HP existant (20-B01), qui fonctionne dans les mêmes conditions que l'existant et qui nous permettra de :

- 1- L'exploitation des unités en toute sécurité et évité l'engorgement et la perturbation du process dû à l'instabilité de l'alimentation (production par bouchons).
- 2- Assurer le bon fonctionnement des unités d'exploitations et réduire le torchage de Gaz.
- 3- Assurer une redondance.
- 4- Prise en charge des éventuels apports des nouveaux puits acheminés vers le centre de production Oued Noumer.

On propose les deux cas suivants :

Cas N°1 :

- L'effluent d'alimentation sera réparti sur les deux ballons séparateurs 20 B01 et V1503

Comme suit :

- MIX 1 vers 20 B 01
- MIX 2 vers V1503

L'huile sortant de nouveau séparateur sera acheminée sous contrôle de niveau vers le collecteur d'entrée fours 20F 01A/B.

Le gaz sortant du séparateur V1503 sera dirigé directement vers le turbo compresseur.

Cas N°2 :

- Possibilité d'acheminer la totalité de la charge vers le nouveau séparateur V1503.

Le nouveau séparateur travail dans les mêmes conditions que le séparateur existant.

En utilisant le logiciel HYSYS :

Cas N°1 :

Dans le schéma suivant on a divisé la totalité de la charge sur les deux manifolds Mix 1 et Mix 2.

On relie FWKO 1, EAU, SLB 2, CEN 1 dans le manifold Mix 1 vers le séparateur 20 B 01.

Et on relie FWKO 2, SLB 1, EAU, CEN 2 dans le manifold Mix 2 vers le séparateur V1503.

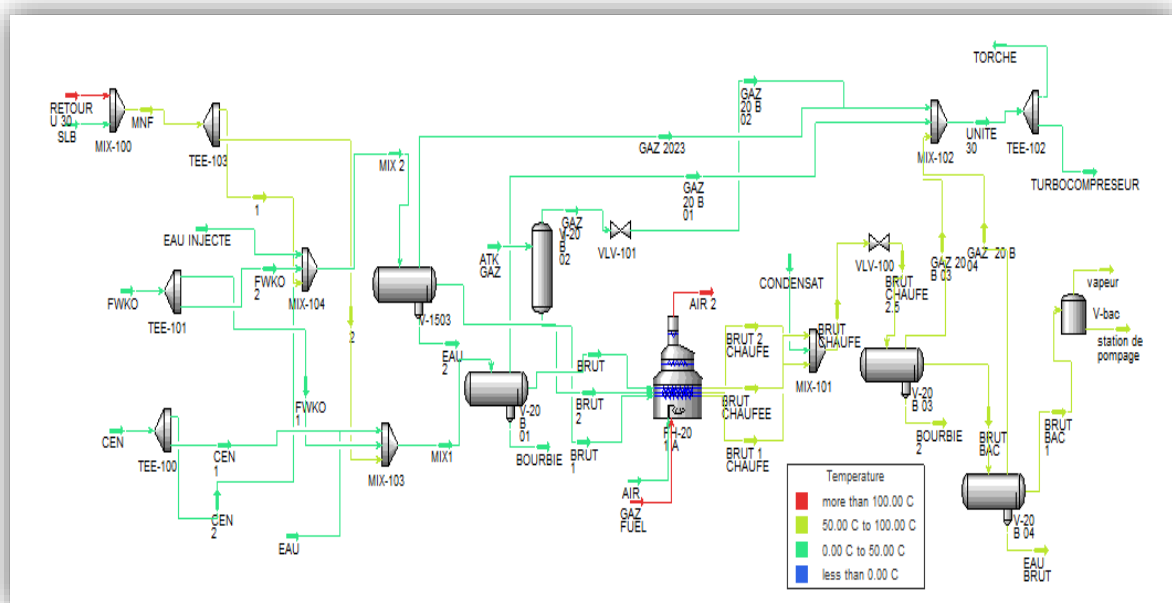


Figure IV-11 : Schéma général d'unité 20 dans le 1 er cas avec le logiciel HYSYS

Après la simulation on obtient sur le séparateur V 1503 les résultats des compositions de séparation suivants :

	MIX 2	BRUT 2	GAZ 2023	EAU 2
Methane	0.6502	0.0390	0.7896	0.0000
Ethane	0.0812	0.0236	0.0967	0.0000
Propane	0.0395	0.0368	0.0446	0.0000
n-Butane	0.0061	0.0128	0.0062	0.0000
n-Pentane	0.0121	0.0325	0.0116	0.0000
n-Hexane	0.0039	0.0195	0.0028	0.0000
n-Heptane	0.0027	0.0510	0.0056	0.0000
n-Octane	0.0089	0.0816	0.0028	0.0000
n-Nonane	0.0075	0.0837	0.0009	0.0000
n-Decane	0.0074	0.0891	0.0003	0.0000
n-Undecane	0.0062	0.0757	0.0001	0.0000
n-Dodecane	0.0053	0.0654	0.0000	0.0000
n-Tridecane	0.0044	0.0542	0.0000	0.0000
n-Tetradecane	0.0037	0.0465	0.0000	0.0000
n-Pentadecane	0.0034	0.0417	0.0000	0.0000
n-Hexadecane	0.0028	0.0343	0.0000	0.0000
n-Heptadecane	0.0022	0.0278	0.0000	0.0000
n-Octadecane	0.0019	0.0234	0.0000	0.0000
n-Nonadecane	0.0017	0.0205	0.0000	0.0000
n-Eicosane	0.0015	0.0191	0.0000	0.0000
n-Henicosane	0.0014	0.0188	0.0000	0.0000
n-Triacontane	0.0011	0.0136	0.0000	0.0000
n-Tetracontane	0.0010	0.0121	0.0000	0.0000
n-Pentacosane	0.0009	0.0107	0.0000	0.0000
n-Hexacosane	0.0008	0.0095	0.0000	0.0000
n-Heptacosane	0.0007	0.0086	0.0000	0.0000
n-Octacosane	0.0006	0.0078	0.0000	0.0000
n-Nonacosane	0.0005	0.0067	0.0000	0.0000
n-Triacontane	0.0005	0.0059	0.0000	0.0000
n-Tetracontane	0.0004	0.0053	0.0000	0.0000
n-Pentacosane	0.0004	0.0047	0.0000	0.0000
n-Hexacosane	0.0004	0.0045	0.0000	0.0000
n-Heptacosane	0.0002	0.0024	0.0000	0.0000
n-Octacosane	0.0004	0.0045	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0254	0.0006	0.0322	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H2O	0.1033	0.0006	0.0040	1.0000
CO2	0.0018	0.0003	0.0022	0.0000
Benzene	0.0009	0.0077	0.0003	0.0000
Toluene	0.0001	0.0007	0.0000	0.0000

Figure IV-12 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal V1503 (1 er cas)

Conditions de séparateur V 1503 :

Name	MIX 2	BRUT 2	GAZ 2023	EAU 2
Vapour	0,8195	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	28,44	28,44	28,44	28,44
Pressure [kPa]	1000	1000	1000	1000
Molar Flow [kgmole/h]	1,346e+004	1084	1,103e+004	1346
Mass Flow [kg/h]	4,100e+005	1,578e+005	2,280e+005	2,424e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	891,6	216,0	651,3	24,29
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,170e+005	-3,023e+005	-7,819e+004	-2,859e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	167,6	291,2	169,3	54,58
Heat Flow [kJ/h]	-1,575e+009	-3,277e+008	-8,624e+008	-3,848e+008

Figure IV-13 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal V 1503 (1 er cas)

Conditions de séparateur 20 B 01 :

Worksheet	Name	MIX1	BRUT	GAZ 20 B 01	BOURBIE
Conditions	Vapour	0,8161	0,0000	1,0000	0,0000
Properties	Temperature [C]	29,47	29,47	29,47	29,47
Composition	Pressure [kPa]	1200	1200	1200	1200
PF Specs	Molar Flow [kgmole/h]	1,346e+004	1124	1,098e+004	1351
	Mass Flow [kg/h]	4,100e+005	1,597e+005	2,260e+005	2,433e+004
	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	891,6	219,6	647,6	24,38
	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,170e+005	-2,956e+005	-7,800e+004	-2,859e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	166,3	286,1	167,7	54,85
	Heat Flow [kJ/h]	-1,575e+009	-3,324e+008	-8,568e+008	-3,861e+008

Figure IV-14 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal 20 B 01 (1 er cas)

D'après la figure ci-dessous, on peut observer une séparation parfaite due à l'absence de la phase liquide.

Worksheet	Stream Name	TURBOCOMPRESSEUR	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	23,27	23,27
Composition	Pressure [kPa]	398,5	398,5
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	3,159e+004	3,159e+004
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	6,399e+005	6,399e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1852	1852
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,754e+004	-7,754e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	176,5	176,5
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-2,449e+009	-2,449e+009
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	7,441e+005	7,441e+005
Emissions	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Figure IV-15 : Fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur (1 er cas)

Et après avoir les résultats de l'unité 20 dans le 1 er cas on a tracé un tableau qui résume les phases vapeur et liquide dans le turbo compresseur et les séparateurs (V1503, 20 B 01) par rapport aux variations de la température

(Hiver, été, printemps)

Aux conditions du bouchage dans lesquels la pression est égale à 12.5 bars et le débit massique 820 000 Kg /h [17]

Tableau IV-3 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température (1 er cas)

	Température (c°)	5	20	30	50	60
Séparateur 20 B 01	Phase vapeur (%)	0.8074	0.8099	0.8214	0.8305	0.8363
	Phase liquide (%)	0.1926	0.1901	0.1786	0.1695	0.1637
Séparateur V 1503	Phase vapeur (%)	0.8090	0.8096	0.8213	0.8305	0.8361
	Phase liquide (%)	0.1910	0.1904	0.1787	0.1695	0.1639
Turbo compresseur	Phase vapeur (%)	1	1	1	1	1
	Phase liquide (%)	0	0	0	0	0

Selon le tableau, on observe l'absence de la phase liquide dans le turbo compresseur, ce qui indique que le problème est résolu.

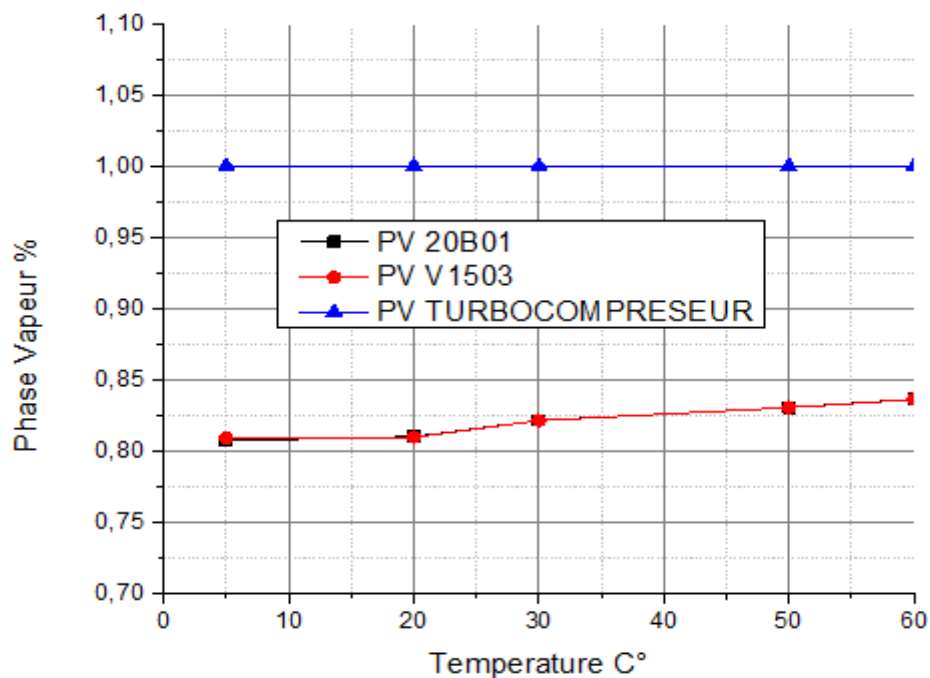


Figure IV-16 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (1 er cas)

Le graphe représente la relation entre la température et la fraction de vapeur. On observe une tendance positive où la température augmente à mesure que la fraction de vapeur augmente. Cette corrélation suggère que l'augmentation de la fraction de vapeur est associée à une augmentation de la température. Cette observation pourrait indiquer un processus de vaporisation ou un équilibre thermodynamique spécifique. La fraction de vapeur de turbocompresseur est purement gazeuse donc le problème est résolu.

Cas N°2 :

Dans le schéma suivant on branche la totalité de la charge sur le manifold (MNF) :

On relie FWKO, CEN, EAU, RETOUR U 30 vers le séparateur V 1503.

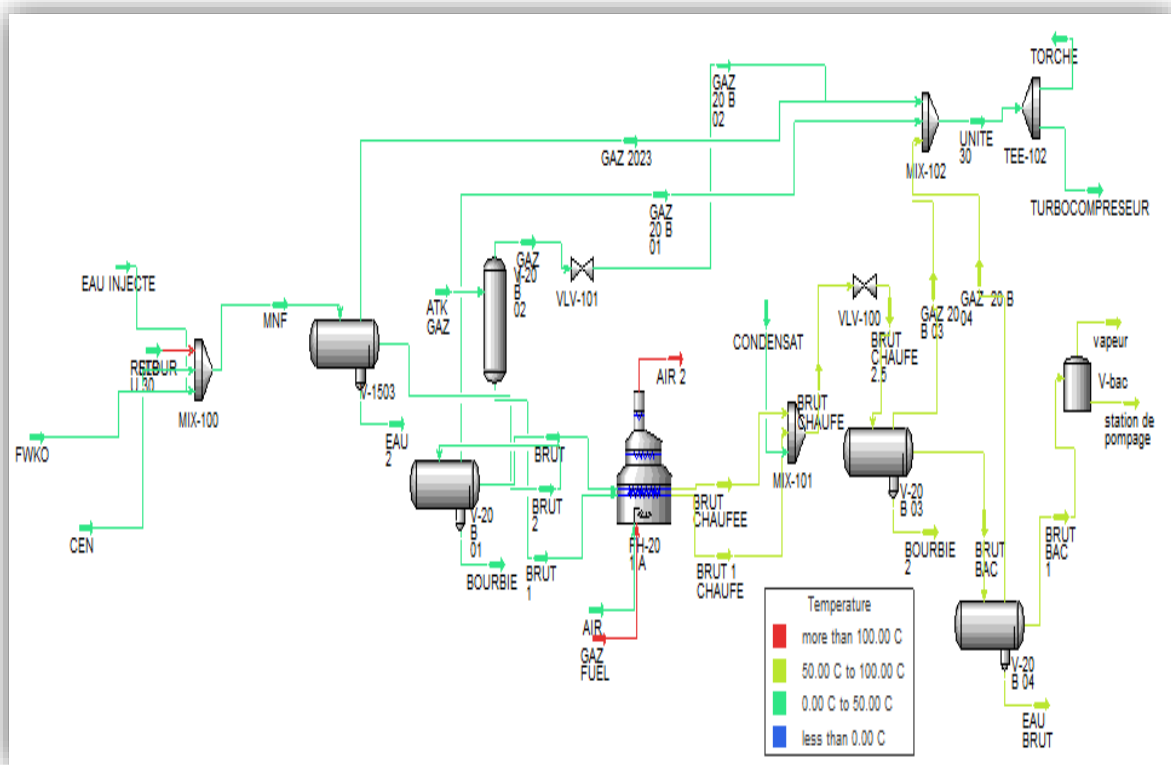


Figure IV-17 : Schéma général d'unité 20 dans le 2eme cas avec le logiciel HYSYS

Après la simulation on obtient sur le séparateur V 1503 les résultats des compositions de séparation suivants :

	MNF	BRUT 2	GAZ 2023	EAU 2
Methane	0.8502	0.0432	0.7791	0.0000
Ethane	0.0813	0.0221	0.0968	0.0000
Propane	0.0395	0.0306	0.0448	0.0000
i-Butane	0.0061	0.0101	0.0065	0.0000
n-Butane	0.0121	0.0251	0.0123	0.0000
i-Pentane	0.0039	0.0153	0.0039	0.0000
n-Pentane	0.0087	0.0401	0.0069	0.0000
n-Hexane	0.0089	0.0709	0.0043	0.0000
n-Heptane	0.0075	0.0807	0.0018	0.0000
n-Octane	0.0074	0.0915	0.0008	0.0000
n-Nonane	0.0062	0.0802	0.0003	0.0000
n-Decane	0.0053	0.0701	0.0001	0.0000
n-C11	0.0044	0.0584	0.0000	0.0000
n-C12	0.0037	0.0492	0.0000	0.0000
n-C13	0.0034	0.0451	0.0000	0.0000
n-C14	0.0028	0.0371	0.0000	0.0000
n-C15	0.0022	0.0300	0.0000	0.0000
n-C16	0.0019	0.0254	0.0000	0.0000
n-C17	0.0017	0.0222	0.0000	0.0000
n-C18	0.0015	0.0207	0.0000	0.0000
n-C19	0.0014	0.0182	0.0000	0.0000
n-C20	0.0011	0.0147	0.0000	0.0000
n-C21	0.0010	0.0131	0.0000	0.0000
n-C22	0.0009	0.0116	0.0000	0.0000
n-C23	0.0008	0.0103	0.0000	0.0000
n-C24	0.0007	0.0093	0.0000	0.0000
n-C25	0.0006	0.0082	0.0000	0.0000
n-C26	0.0005	0.0073	0.0000	0.0000
n-C27	0.0005	0.0063	0.0000	0.0000
n-C28	0.0004	0.0057	0.0000	0.0000
n-C29	0.0004	0.0051	0.0000	0.0000
n-C30	0.0004	0.0049	0.0000	0.0000
n-Hept/C35	0.0002	0.0036	0.0000	0.0000
n-Oct/C32	0.0004	0.0049	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0264	0.0007	0.0318	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H2O	0.1033	0.0014	0.0097	1.0000
CO2	0.0018	0.0003	0.0022	0.0000
Benzene	0.0009	0.0067	0.0004	0.0000
Toluene	0.0001	0.0007	0.0000	0.0000

Figure IV-18 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal V1503 (2 eme cas)

Conditions de séparateur V 1503 :

Name	MNF	BRUT 2	GAZ 2023	EAU 2
Vapour	0,8305	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	48,83	48,83	48,83	48,83
Pressure [kPa]	1250	1250	1250	1250
Molar Flow [kgmole/h]	2,692e+004	2003	2,236e+004	2561
Mass Flow [kg/h]	8,200e+005	3,028e+005	4,711e+005	4,614e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1783	411,9	1325	46,24
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,153e+005	-3,060e+005	-7,883e+004	-2,843e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	171,6	328,4	170,4	59,66
Heat Flow [kJ/h]	-3,103e+009	-6,128e+008	-1,762e+009	-7,283e+008

Figure IV-19 : Fenêtre des conditions de séparateur horizontal V 1503 (2 eme cas)

La présence de liquide dans la figure ci-dessous empêche une séparation parfaite.

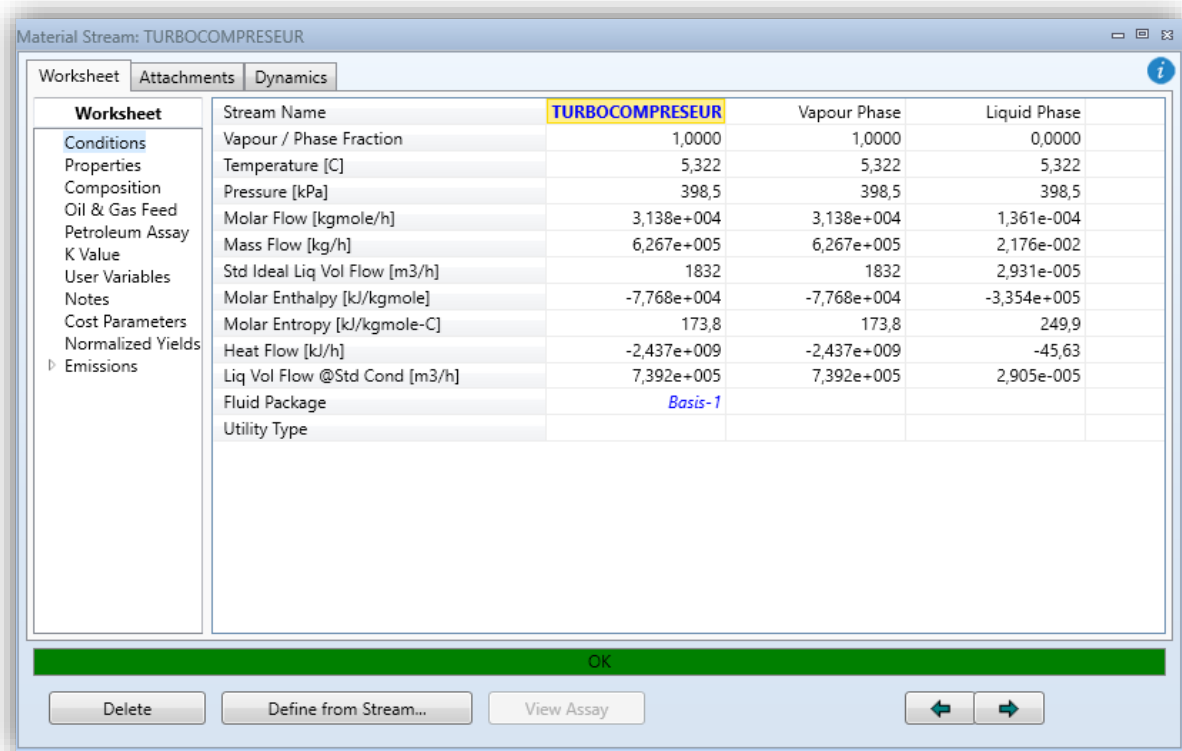


Figure IV-20 : Fenêtre de conditions d'entrée du turbo compresseur (2 eme cas)

Après avoir obtenu les résultats de l'unité 20 dans le 2 eme cas, nous avons dressé un tableau récapitulant les phases vapeur et liquide dans le turbocompresseur ainsi que dans le séparateur V1503 en fonction des variations de température (Hiver, été, printemps).

Aux conditions du bouchage dans lesquels la pression est égale à 12.5 bars et le débit massique 820 000 Kg /h

Tableau IV-4 : Tableau qui représente les phases d'entrée en fonction de la température (2 eme cas)

	Température (c°)	5	20	30	50	60
Séparateur V 1503	Phase vapeur (%)	0.8064	0.8099	0.8207	0.8302	0.8391
	Phase liquide (%)	0.1936	0.1901	0.1793	0.1698	0.1609
Turbo compresseur	Phase vapeur (%)	1	1	1	1	1
	Phase liquide (%)	0	0	0	0	0

Selon le tableau, on observe l'absence de la phase liquide dans le turbo compresseur, ce qui indique que le problème est résolu.

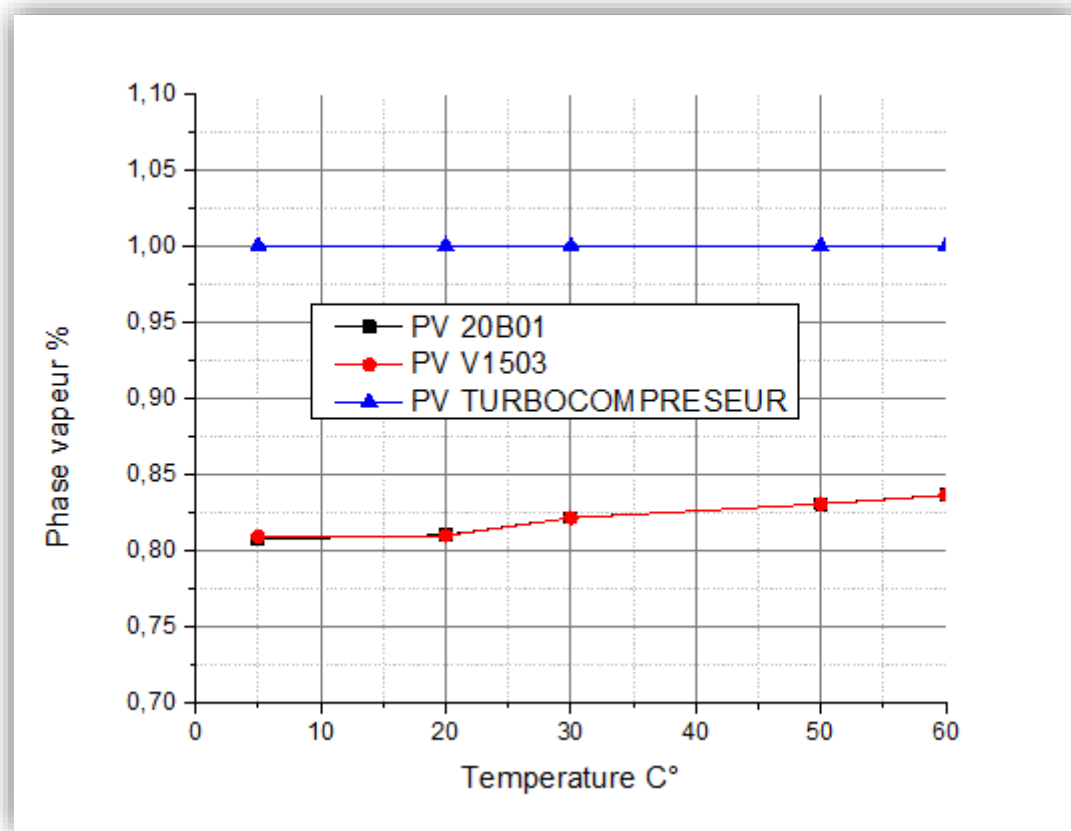


Figure IV-21 : Graphe ci-dessus représente la phase vapeur par rapport à la température (2 eme cas)

On remarque toujours que l'augmentation de la phase vapeur associé à l'augmentation de la température et on observe que le liquide est absent dans le turbo compresseur.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons entrepris une étude sur l'ancien système d'acheminement installé à l'ONR. Après avoir identifié le problème principal du turbocompresseur dans la zone ONR, nous avons examiné le problème secondaire qui était associé et nous avons proposé une solution pour le résoudre. En procédant à la simulation des deux propositions formulées, De plus, l'installation du nouveau séparateur permettrait d'éviter ces problèmes.

Après avoir simulé les deux cas à l'aide du logiciel HYSYS, nous avons conclu que les deux scénarios proposés ont été couronnés de succès. Dans les deux cas, le gaz a été séparé efficacement de l'huile et de l'eau, et le risque pour le turbocompresseur a été éliminé. Toutefois, il est nécessaire de choisir l'une des deux cas.

Le premier cas de raccordement en parallèle, en divisant le débit en deux, de préférence lorsque les deux séparateurs sont en bon état.

Le deuxième cas de raccordement en série, en plaçant le nouveau séparateur à la tête de l'unité de traitement de gaz, il offre l'avantage de protéger les anciens séparateurs qui sont déjà endommagés, notamment en raison de leur âge de plus de 50 ans, de la contamination par le sel présent dans l'eau du désert et des problèmes d'oxydation et techniques associés à cette unité.

Ainsi, en prenant en considération ces facteurs, il est recommandé de choisir le deuxième cas.

À travers notre étude, nous avons constaté que l'utilisation du séparateur a permis d'obtenir un taux de liquide nul dans le turbocompresseur.

Cela garantit un fonctionnement optimal du turbocompresseur et contribue à améliorer les performances globales du système. Le séparateur triphasé représente donc une solution fiable et efficace pour éviter les problèmes de liquide indésirable et optimiser le fonctionnement du turbocompresseur.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

En conclusion, le séparateur triphasé huile-gaz-eau est un équipement fondamental dans l'industrie pétrolière et gazière, offrant une solution efficace pour la séparation des phases fluides produites lors de l'extraction et de la production d'hydrocarbures. Ce dispositif permet de maximiser la récupération des ressources, d'optimiser les opérations et de réduire les impacts environnementaux.

Grâce à sa capacité à séparer l'huile, le gaz et l'eau, le séparateur triphasé facilite la gestion des flux de production en garantissant que chaque composant soit traité individuellement. L'huile peut être acheminée vers des installations de stockage ou de raffinage pour être valorisée, le gaz peut être utilisé comme source d'énergie ou commercialisé, tandis que l'eau peut être traitée pour une réutilisation ou une élimination respectueuse de l'environnement.

L'utilisation du séparateur triphasé présente de nombreux avantages, tels qu'une meilleure efficacité dans la récupération des ressources, une réduction des pertes et des coûts, une prolongation de la durée de vie des équipements et une conformité accrue aux réglementations environnementales. En séparant les phases dès le début du processus, les risques de corrosion, de colmatage et de contamination sont minimisés, ce qui contribue à une production plus sûre et plus fiable.

Cependant, il est important de noter que la conception, la taille et les spécifications du séparateur triphasé doivent être adaptées aux conditions spécifiques de chaque site de production, afin d'assurer une séparation efficace et une performance optimale. De plus, une maintenance régulière et un suivi attentif sont essentiels pour garantir le bon fonctionnement du séparateur et maximiser ses avantages.

En somme, le séparateur triphasé huile-gaz-eau est un équipement essentiel pour l'industrie pétrolière et gazière, permettant une séparation précise et efficace des phases fluides produites. Son utilisation améliore l'efficacité opérationnelle, la récupération des ressources et la conformité environnementale. Grâce à cette technologie, l'industrie peut continuer à fournir de manière durable les ressources énergétiques essentielles à notre société.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

- [1] : Aggar Omar & Ben Said Idir, « Etude et développement d'une solution de commande numérique et super vision du turbo expander sous DCS centum CS 3000. » mémoire ingénieur, université tizzi ouzou, Algérie 2012.
- [2] : BN REZZAK SAMIR. « Étude de la performance d'un Compresseur centrifuge multi-étagés K101 A de la station de Oued Noumer » mémoire master, université Tlemcen Année Universitaire 2012.
- [3] : 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] : ZERIRI MOHAMED & EDDALIA MONCEF « rapport du stage ONR » sonatrach 2023.
- [5] : Manuel opératoire de l'ancienne unité du centre de production d'OUED NOUMER.
- [6] : Rapport de stage document géologique 18/08/2019.
- [7] : SOFREGAZ, Manuel opératoire de l'unité d'extraction du GPL, Sonatrach, Direction ONR, 1996.
- [8] : Support de formation total, Equipment, les séparateurs, révision 2007.
- [9] : K.Arnold &M.Stewart, Surface production operations second ed., 2008.
- [10] : Gulf Equipment guides, gas-liquid and liquid –liquid, separation – Maurice Stewart ken Arnold. Copyright © 2008, Elsevier Inc.
- [11] : Verweyst, B. E., & Tucker, C. L. (2002). Fiber Suspensions in Complex Geometries: Flow/Orientation Coupling. Canadian Journal of Chemical Engineering, 80(6), 1093-1106. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450800611>.
- [12] : Mémoire fin d'étude la licence « étude comparative entre test potentiel à l'aide d'un séparateur et test potentiel à l'aide d'un appareil VX » université Kasdi Merbah 2017/2018.
- [13] : Collecte et séparation S6 Présenté par Mr.Arbaoui université Kasdi Merbah Ouargle.
- [14] : Unité mobile welltesting (x2) séparateur, surge tank & pompe de transfert manuel d'opération et maintenance – notices constructeurs.

[15] : API12J, Specification for oil and gaz separator, seventh ed., 1989.

[16] : hypothec, a subsidiary of aspen technology –driving process profitability.

[17] : Manuel de stage ONR .

ANNEXES 01

Nature de métal du séparateur V1503 :

Le métal SA A516-70N fait référence à une nuance spécifique d'acier au carbone utilisée dans la construction de réservoirs sous pression et d'équipements à haute température.

La désignation "SA A516-70N" est généralement utilisée pour spécifier un matériau conforme aux normes de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME). Il indique que l'acier est conforme à la norme ASME SA516, qui établit les exigences pour les plaques d'acier destinées à la construction de réservoirs sous pression.

La désignation "70" fait référence à la limite d'élasticité minimale de l'acier, exprimée en kilo pounds par pouce carré (ksi) ou en mégapascals (MPa). Dans le cas de l'acier SA A516-70N, la limite d'élasticité minimale est d'environ 70 ksi (ou 485 MPa).

La lettre "N" indique que l'acier est normalisé, ce qui signifie qu'il a été soumis à un traitement thermique de normalisation pour améliorer ses propriétés mécaniques. Ce traitement thermique implique le chauffage de l'acier à une température élevée, suivi d'un refroidissement contrôlé afin d'obtenir une structure cristalline uniforme et d'améliorer la résistance et la ductilité de l'acier.

L'acier SA A516-70N est largement utilisé dans les industries telles que la pétrochimie, la fabrication de chaudières et les applications de construction nécessitant une résistance et une ténacité élevées à des températures élevées. Il est souvent choisi pour sa combinaison de résistance à la traction, de ténacité et de résistance à la corrosion.

Il convient de noter que l'utilisation d'un matériau spécifique dans une application particulière dépend des exigences techniques et des codes de construction en vigueur. Il est donc important de consulter les spécifications et les normes applicables, ainsi que de prendre en compte les recommandations des experts et des ingénieurs pour garantir une utilisation appropriée de l'acier SA A516-70N dans un projet donné.

ANNEXES 02



Système de sécurité



Image intérieure du four

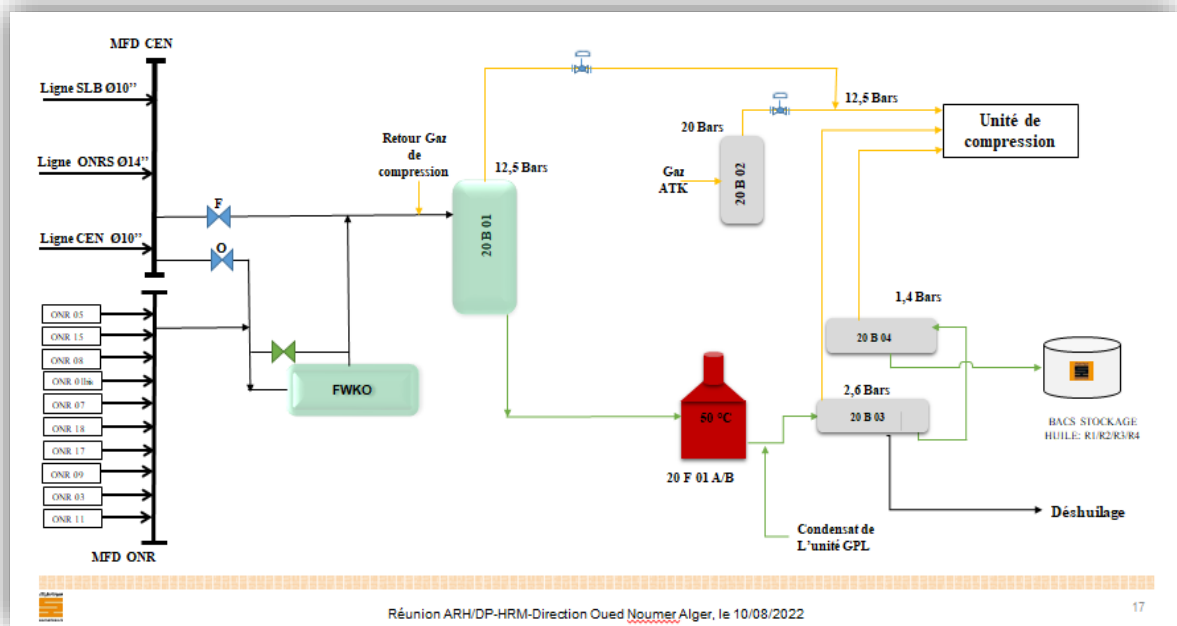


Schéma actuel de traitement du brut

