



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE AKLI MOHAND OULHADJ DE BOUIRA

FACULTE DES SCIENCES ET SCIENCES APPLIQUÉES

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master

Spécialité : **Génie Mécanique**

Option : **Mécanique - Energétique**

**ETUDE ET SIMULATION D'UN SEPARATEUR TRI-
PHASIQUE POUR L'INDUSTRIE OIL & GAZ**

Présenté par: BOUKHRISSA Abderraouf & BOUSSAID Hamza

Soutenu le: 06-07-2017

Devant le jury composé de :

Président :	M. DJELAL S.	MCB
Rapporteur :	M. LEKHAL R.	MAA
Examineurs :	M. LAOUARI A.	MAA
	M. MAHFOUD B.	MCA

Promotion 2017

Remerciement

Avant tout, nous devons remercier Dieu qui nous a donné la force pour mener à terme ce long et dur travail.

Nous tenons à remercier très sincèrement notre promoteur

Mr. LEKHAL Rachid pour son encadrement, ses précieux conseils et encouragements durant le travail accomplis dans le cadre de ce mémoire de Master. Ce fut un grand plaisir de travailler avec vous.

Nous tenons à remercier aussi tous nos enseignants du département de Génie Mécanique de Bouira.

Nos avons l'honneur de remercier les membres de jury d'avoir accepté de juger ce modeste travail.

Hamza et Abderraouf



DEDICACES

Nous dédions ce mémoire à nos chers parents qui ont éclairé notre chemin et qui nous ont encouragé et soutenu tout au long de nos études.

A tous les membres de nos familles.

A tous nos amis, pour leur soutien dans les moments difficiles tout au long de notre travail.

Abderraouf et Hamza



Résumé : Dans l'industrie Oil & Gas, les séparateurs gaz-liquides et liquides-liquides sont les premiers équipements d'ingénierie dans les installations de production de surface. Notre travail consiste en l'étude et dimensionnement d'un séparateur tri-phasique qui a pour rôle principal le traitement physique d'un mélange hydrocarbure (charge-mixture) provenant d'un champ de production en vue de l'obtention de phases séparées (gaz, huile et eau).

Les résultats du calcul et dimensionnement d'un séparateur cylindrique pour deux configurations (horizontal et vertical) ont été obtenus avec le logiciel Aspen-Hysys. L'influence et l'analyse de certains paramètres perturbateurs (température, pression, débit) sur le dimensionnement de ce dernier ont été effectuées.

Mots clé : séparateur bi-phasique, séparateur tri-phasique, Gisements, type de séparateurs

Abstract: In the Oil & Gas industry, gas-liquid separators and liquid liquids are the first engineering equipment in surface production facilities. Our work consists in the study and dimensioning of a three-phase separator whose main role is the physical treatment of a hydrocarbon mixture (feed-mix) from a production field in order to obtain separate phases (gas , Oil and water).

The results of the calculation and dimensioning of a separator for the two configurations (horizontal and vertical) were obtained with the Aspen-Hysys software. The influence and the analysis of certain disturbing parameters (temperature, pressure, flow) on the dimensioning of the separator were carried out.

Key words: Separators biphasic , separators three phasic , field ,type of separators

الملخص:

إنتاج النفط والغاز، و عملية الفصل (الغاز-السائل) و (السائل-السائل) هي أول المعدات الهندسية في مرافق الإنتاج. يشمل عملنا دراسة وتصميم فاصل ثلاث مراحل والتي لديها دور المعالجة الفيزيائية الرئيسية من خليط النفط والغاز (الخليط) من حقل الإنتاج للحصول على مراحل منفصلة (الغاز والنفط والمياه). تم الحصول على نتائج العملية الحسابية وأبعاد الفاصل الأسطواني إلى نمطين اثنين (الأفقي والعمودي) مع برنامج Aspen-HYSYS. قدم لنا تأثير وتحليل معايير معينة مثيرة للاختلال (درجة الحرارة والضغط والتدفق) على تصميم هذا الأخير.

كلمات مفتاحية: فاصل ثنائي, فاصل ثلاثي , حقول البترول , أنواع الفاصل

Sommaire

Nomenclature

Liste des tableaux

Liste des figures

Résumé

Introduction générale.....1

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES GISEMENTS DE PRODUCTION ET LA SEPARATION

I-1. INTRODUCTION.....2

I-2.L'EFFLUENT.....3

I-2-1.Caractérisation.....4

I-3. DÉFINITION D'UN SÉPARATEUR.....7

I-4. LE PRODUIT FINI.....7

I-4-1.Définition de la tension de vapeur (TVP)10

I-4-2. Définition de la tension de vapeur REID (TVR ou RVP).....10

I-4-3. Transport du produit séparé.....12

I-4-3-1-Oléoduc.....12

I-4-3-2-Autres moyens de transport.....12

I-4-4. Raffinage.....12

I-5. EXEMPLE DE SEPARATEUR.....14

I-6. FONCTIONNEMENT DES SEPARATEURS.....15

I-6-1. LES SECTIONS D'UN SÉPARATEUR.....15

I-6-1-1. Section de Séparation Primaire.....15

I-6-1-2. Section de Séparation Secondaire.....16

I-6-1-3. Section de Coalescence.....16

I-6-1-4. Section de Collecte.....17

I-7. LES INTERNES D'UN SEPARATEUR.....18

I-8. Conclusion.....21

Chapitre II : Types de Séparateurs et Domaine d'utilisation

II-1.Introduction.....	22
II-2.LES SEPARATEURS ET LE PROCESS.....	22
II-2-1. LOCALISATION ET CRITICITE.....	22
II-2-2. PROCESS ASSOCIE.....	24
II-3. LES DIFFERENTS TYPES DE SEPARATEURS.....	24
II-3-1. SÉPARATEUR VERTICAL.....	24
II-3-1-1. Séparateur vertical deux phases.....	25
II-3-1-2. Séparateur Tri Phasique.....	28
II-3-2. SÉPARATEUR HORIZONTAL.....	30
II-3-2-1. Séparateur horizontal deux phases.....	30
II-3-2-2. Séparateur horizontal trois phases.....	32
II-3-2-3.Séparateur horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide	33
II-3-3.SEPARATEUR SPHERIQUE.....	35
II-3-4. SEPARATEUR A GOUTTIERES POUR LETRAITEMENT DES MOUSSES...36	
II-3-. RESERVOIRS DE DECANTATION ET WASH TANKS.....	37
II-3-6.FWKO (Free Water Knock Out).....	37
II-3-7. SÉPARATEUR « CENTRIFUGE ».....	38
II-3-7-1. Séparateur à effet Cyclonique.....	38
II-3-7-2. Séparateur à effet Vortex.....	39
II-4. ÉLIMINATEURS DE GOUTTELETTES (« DEMISTERS »).....	39
II-5. LE SLUG CATCHER.....	40
II-6.AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTS TYPES.....	41
II-6. Conclusion.....	42

Chapitre III : Méthodes de Calcul et Dimensionnement d'un Séparateur

III-1.Introduction.....	43
III-2.Dimensionnement d'un séparateur vertical.....	43
III-2-1.Principe de calcul.....	43
III-2-1-1.Calcul de la capacité en GAZ d'un séparateur vertical.....	44
III-2-1-2.Calcul de la capacité en LIQUIDE d'un séparateur vertical.....	48
III-3.Dimensionnement d'un séparateur horizontal.....	52
III-3-1.Capacité en gaz d'un séparateur horizontal.....	52
III-3-2.Capacité en liquide d'un séparateur horizontal.....	54
III-4.conclusion.....	58

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

IV-1.Introduction.....	59
IV-2. Principe de fonctionnement.....	59
IV-3.Modes de fonctionnement des simulateurs.....	60
IV-3-1. Utilisation de la simulation.....	60
IV-4. Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS.....	61
IV-4-1. Concepts de base du simulateur HYSYS.....	61
IV-5. Les modèles thermodynamiques de HYSYS.....	63
IV-5-1. Les équations d'état.....	63
IV-6.Partie simulation et discussion des résultats.....	65
IV-7.Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS.....	65
IV-8.La simulation.....	67
IV-8-1.Influence des paramètres sur le séparateur vertical.....	74
IV-8-1-1.Influence de température.....	74
IV-8-1-2.Influence de la pression.....	76
IV-8-1-3.Influence du débit molaire (Molar flow).....	78

IV-8-2.Influence des paramètres de fonctionnement sur le dimensionnement du séparateur horizontal.....	87
IV-8-2-1.Influence de la température.....	87
IV-8-2-2.Influence de la pression.....	89
IV-8-2-3.Influence du débit massique (Mass flow).....	90
IV- 9 Conclusion	91

Conclusion générale

Référence bibliographique

Résumé

Annexe

NOMENCLATURE

Symboles	Désignation	Unité
ν	La viscosité cinématique	cm^2/s
μ	La viscosité dynamique	$g/cm.s$
ρ	la masse volumique	g/cm^3
PG	pression gisement	KPa
PF	pression de fluide	KPa
PT	La pression tête de puits	KPa
HP	Haute pression	KPa
BP	Basse pression	KPa
MP	medium pression	KPa
R	la force "aérodynamique"	N
K	constante	/
Q_v	Débit volumique	m^3/j
Q_o	débit à la condition P_o et T_o	m^3/j
W_v	débit vapeur massique	Kg/j
t_d	Temps de décantation	min
Veau	vitesse de déplacement de la phase continue eau	m/s
l_d	Longueur de décantation	pieds (0,3 mètres)
V_{vol}	volume	m^3
S	La section	m^2
Z	facteur de compressibilité	
g	accélération de la pesanteur	cm/s^2
H	hauteur	m
V_h	vitesse de décantation gouttelette huile	m/s

ABREVIATIONS

API	American petroleum institut
TVR ou RVP	tension de vapeur REID
TVP	tension de vapeur d'un brut)
GOR	Rapport entre gaz et huile
PFD	Process Flow Diagram
RK	REDLICH-KWONG
SRK:	SOAVE-REDLICH-KWONG
PR	Peng-ROBINSON
UTBS	l'unité de traitement du brut sud HASSIMESSAOUD
v-100	modèle de séparateur
B.S.W	Basic and sediment water
CIS	complexe industrielle sud

Liste des figures

Chapitre I :

Figure	titre	page
Figure I-1	: Situation de la séparation d'un produit hydrocarbure.....	2
FigureI-2:	Exemple d'un séparateur.....	3
FigureI-3:	Schéma général du traitement des effluents de puits.....	5
FigureI-4:	Principe de la séparation.....	6
Figure I-5:	Trajet suivi par l'effluent entre le gisement et le centre de traitement.....	8
FigureI-6:	Diagramme P - T représentatif de l'évolution du fluide au cours de son Trajet.....	8
Figure I-7	: Composition effluent en tête de puits.....	9
Figure I-8:	Appareil de mesure de la RVP.....	11
FigureI-9:	Vue d'un séparateur tri phasique (séparateur de test Girasol).....	14
Figure I-10:	Vue des équipements d'un séparateur.....	15
FigureI-11:	Les différentes sections sur un séparateur sphérique.....	16
FigureI-12:	Les différentes sections sur un séparateur vertical.....	17
FigureI-13:	Les différentes sections sur un séparateur horizontal.....	18
FigureI-14	: déflecteur.....	18
Figure I-15:	Déflecteur d'entrée.....	19
Figure I-16:	WireMesh.....	19
FigureI-17:	Plateau de barrage perforé.....	20
FigureI-18:	Casseur de Vortex.....	20

Chapitre II :

FigureII-1:	PFD - Séparateurs tri phasiques DS301/DS302/DS303 sur Girasol	23
FigureII-2:	Vue extérieure d'un séparateur vertical.....	25
Figure II-3:	Exemple typique de Scrubber.....	26
FigureII-4:	Vue détaillée d'un scrubber.....	26
Figure II-5:	Séparateur vertical deux phases.....	27
Figure II-6:	Déviateur d'entrée	27
FigureII-7:	Extracteur de brouillard.....	28

FigureII-8: Vue détaillée d'un séparateur triphasique	29
FigureII-9: Vue détaillée d'un séparateur triphasique coupe A-A.....	29
FigureII-10: Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique	30
FigureII-11: Vue écorchée d'un séparateur horizontal diphasique.....	30
Figure II-12: Vue d'un séparateur horizontal diphasique.....	31
FigureII-13: Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique.....	32
FigureII-14: Diagramme simple.....	32
Figure II-15: Vue détaillée d'un séparateur tri phases	32
Figure II-16: Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique.....	33
FigureII-17: Vue éclaté d'un séparateur triphasique (floatingseparator écoulement divisé)	33
FigureII-18: Séparateur diphasique horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide.	34
FigureII-19: Vue écorchée d'un séparateur triphasique horizontal à deux tubes.....	35
FigureII-20: Séparateur Sphérique 2 phases.....	36
FigureII-21: Vue détaillé d'un séparateur horizontal à gouttières.....	36
FigureII-22: Vue détaillée d'un Wash Tank Traditionnel.....	37
FigureII-23: FWKO - Free Water Knock Out.....	38
FigureII-24: Séparateur Cyclone vertical.....	39
FigureII-25: Vue en coupe d'un Demister.....	40
Figure II-26: Slug Catcher	41
Chapitre III:	
Figure III-1: présentation Entraînement de force sur séparateur	44
Figure III – 2: facture de vitesse de vapeur de conception pour la vertical [3].....	48
FigureIII-3: Temps de décantation	49
Figure III-4 : Temps de rétention	51
Figure III-5 : exemple séparateur	52
Figure III-6 : présentation d'entraînement des forces pour Séparateur horizontal	52
Figure III - 7 : temps de rétention.....	54

Chapitre IV :

Figure IV-1: [HYSYS v 7.3].....	62
Figure IV-2: Schéma général de la séparation de produit hydrocarbure par le logiciel HYSYS.....	68
Figure IV-3 : Fenêtre des compositions de séparateur v-100.....	69
Figure IV- 4 : Fenêtre des conditions - séparateur horizontal v-100 -.....	69
Figure IV- 5 : Fenêtre des propriétés -séparateur horizontal v-100-	70
Figure IV- 6 : fenêtre de présentation la courbe P-T.....	70
Figure IV-7 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur horizontal.....	71
Figure IV-8 : Fenêtre des compositions - séparateur vertical v-100-.....	71
Figure IV-9 : Fenêtre des conditions - séparateur vertical v-100 -.....	72
Figure IV- 10 : Fenêtre des propriétés - séparateur vertical v-100 -	72
Figure IV-11 : fenêtre de présentation de la courbe p-T.....	73
Figure IV-12 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur vertical.....	73
Figure IV- 13 : influence de la température sur les dimensions du séparateur.....	75
Figure IV- 14 : influence de la pression sur la dimensionnement de séparateur.....	77
Figure IV- 15 : influence de débit molaire sur le dimensionnement de séparateur.....	79
Figure IV-16 : Fenêtre de Schéma général de la séparation par le logiciel HYSYS.....	81
Figure IV-17 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal.....	81
Figure IV-18 : Fenêtre des conditions de fonctionnement -séparateur horizontal.....	82
Figure IV-19 : Fenêtre des propriétés du séparateur horizontal.....	82
Figure IV- 20 : fenêtre de présentation de la courbe (p-T) - séparateur horizontal-.....	83
Figure IV- 21 : fenêtre de présentation du dimensionnement - séparateur horizontal -.....	83
Figure IV- 22 : Fenêtre composition de la charge - séparateur vertical -.....	84
Figure IV- 23 : Fenêtre des conditions de fonctionnement - séparateur horizontal -.....	84
Figure IV- 24 : Fenêtre des propriétés physiques - séparateur horizontal -.....	85
Figure IV- 25 : fenêtre de présentation la courbe p-T.....	85
Figure IV- 26 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur horizontal.....	86
Figure IV- 27 : influence de la température pour un pression constante.....	88
Figure IV- 28 : Influence de la pression sur le dimensionnement de séparateur	89
Figure IV- 29 : influence de débit massique sur le dimensionnement du séparateur.....	90

Liste des tableaux

Tableau	titre	page
Chapitre I :		
Table I-1:	Essais de séparation d'un fluide réservoir	13
Chapitre II :		
Table II-1	différente de pression (HP.BP.MP)	24
Table II-2	Comparaison des performances des différents types de séparateurs	41
Chapitre III :		
Tableaux III – 1	Diamètre de gouttelette pour différentes substances	50
Tableaux III - 2	les valeurs de α en fonction de H/D	53
Tableaux III - 3	Valeurs de L0.56 en fonction Lft	53
Chapitre IV :		
Tableaux IV-1	Domaine d'application de l'équation PR	64
Tableaux IV-2	composions d'un brut UTBS	67
Tableaux IV- 3	comparaison entre les deux model de séparateurs	74
Tableaux IV- 4	variation de température dans un séparateur vertical	74
Tableaux IV - 5	variation de température dans séparateur verticale	76
Tableaux IV – 6	variation de débit molaire pour un séparateur vertical	78
Tableaux IV-7	composions d'un puits de gaz- CIS	80
Tableaux IV- 8	Comparaison des dimensions du séparateur	86
Tableaux IV- 9	changement de volume et diamètre et longueur avec la variation de T°C	87
Tableaux IV-10	changement de volume, diamètre et longueur avec la variation de P	89
Tableaux IV-11	changement de volume et diamètre et longueur avec la variation de Q	90

Introduction générale

Les séparateurs gaz-liquides et liquides-liquides sont les premiers volumes d'équipements d'ingénierie dans les installations de production de surface. Ces volumes de séparation qu'on trouve sous différentes formes (cylindrique, sphérique, conique,...) sont des éléments incontournables qu'équipent la plupart des installations de traitement dans diverses disciplines et dans ses différentes étapes, de l'entrée initiale dans la ligne d'écoulement par séparation gaz-liquide et liquide-liquide; émulsions, pétrole et traitement de l'eau; l'injection d'eau; prévision et prévention des hydrates ; déshydratation gazeuse ; et l'équipement de conditionnement et de traitement des gaz au pipeline sortant.

L'analyse de la composition de la mixture revêt d'un intérêt capital pour cet équipement (séparateur) qui constitue une partie intégrante du process sur tous ses volets, notamment le choix de la forme (cylindrique, sphérique,...), le type de matériaux et l'instrumentation adéquate (contrôle de pression, de température et surtout de niveau de séparation entre les interfaces gaz-liquide et liquide-liquide).

Nous avons organisé notre travail comme suit :

Le premier chapitre traite des généralités sur les gisements de production dans l'industrie Oil&Gas ainsi que les paramètres qui influent sur le choix des installations de surface d'une part, et nous avons défini d'autre part, le principe de séparation physique. Les types de séparateurs ainsi que leur domaine d'utilisation sont abordés d'une manière relativement détaillée dans le deuxième chapitre. Par suite, le troisième chapitre est dédié pour le principe de dimensionnement et calcul des séparateurs. En fin, la simulation pour le calcul et dimensionnement d'un séparateur cylindrique en deux configurations a été effectuée par le logiciel aspen-hysys objet du quatrième chapitre.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Généralités sur les Gisements de Production et la
Séparation physique

I-1. INTRODUCTION

Ce chapitre traite des généralités sur les gisements ou puits de pétrole brut et de gaz ainsi que l'opération élémentaire pour cette industrie qui est la séparation physique de la composition hétérogène de ces derniers.

A titre d'exemple, le pétrole est dissocié à l'aide d'un appareil qui s'appelle séparateur, du gaz et l'eau contenus dans l'effluent à sa sortie d'un puits de production par différence de densité.

Généralement, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant :

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

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

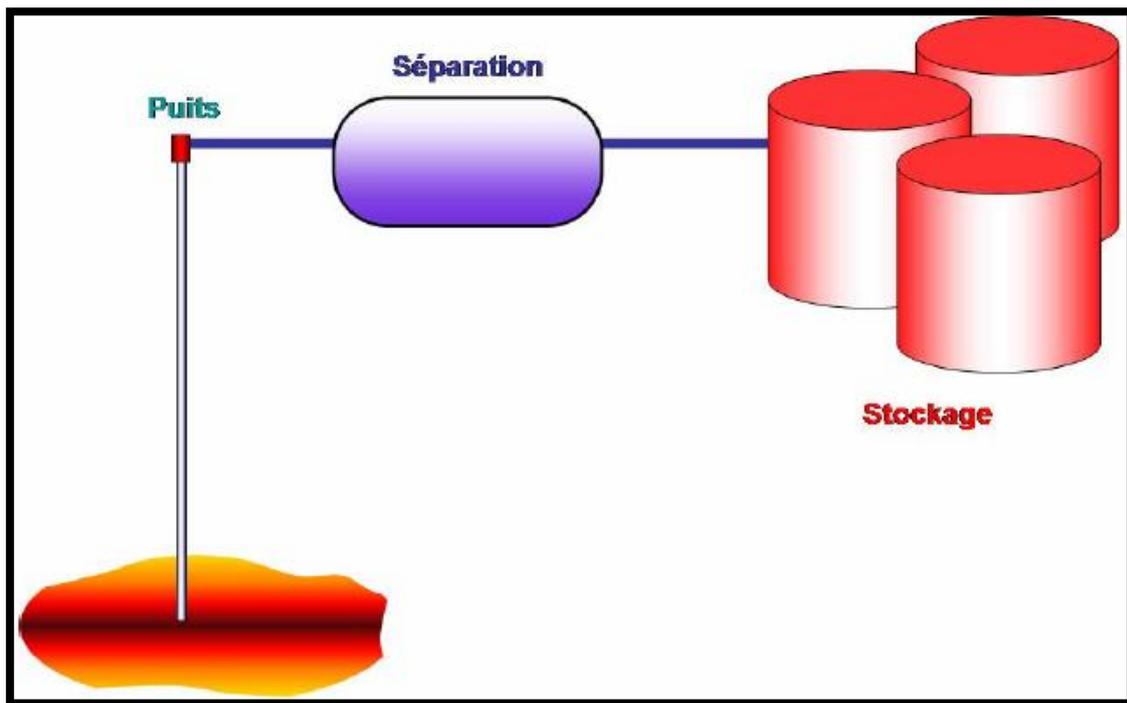


Figure I-1 : Situation de la séparation d'un produit hydrocarboné [1]



Figure I-2: Exemple d'un séparateur [2]

Ce produit séparé à partir d'un effluent on peut le commercialiser mais nécessite un bon traitement afin d'obtenir les spécifications de vente exigées par le client.

Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise en spécification du brut.

I-2.L'EFFLUENT :

C'est un mélange d'hydrocarbures et de non hydrocarbures provenant d'un gisement. L'effluent est caractérisé par sa composition et par des caractéristiques physico-chimiques. Celles-ci évoluent dans le temps, et sont très variables suivant les bruts.

I-2-1. Caractérisation :

Il est caractérisé :

- ❖ Par sa composition en éléments hydrocarbures $C_n H_{2n+2}$ et de composés non hydrocarbures tels que :
 - H_2S, N_2, H_2, CO_2
 - Sel
 - Eau
 - Sédiments on note, $BSW = \frac{\text{Volume (eau + sédiments)}}{\text{Volume (huile + eau + sédiments)}} \dots [3]$
- ❖ Par les caractéristiques suivantes :
 - Densité
 - viscosité,
 - tendance à l'émulsion avec l'eau.

Densité :

1. Pour huile ;

$$\text{Densité} = \frac{\text{Masse dans le vide d'un certain volume de produit à } t}{\text{Masse dans le vide d'un certain volume d'eau à } t'} \dots [3]$$

Ainsi pour les exportations $t = 15^\circ C, t' = 4^\circ C \dots$ (Condition standard)
 Masse volumique de l'eau dans le vide à $4^\circ C = 999.972 \text{ kg/m}^3$.

2. Pour le gaz ;

$$\text{Densité} = \frac{\text{Masse volumique du gaz}}{\text{Masse volumique de l'air}} \dots [3]$$

Viscosité :

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due au frottement des molécules qui glissent l'une contre l'autre. **La viscosité dynamique** (ou absolue), s'exprime en poises ou en centpoises.

La viscosité cinématique est le rapport de la viscosité dynamique à la masse volumique mesurée à la même température. Elle s'exprime en stokes (système d'unité C.G.S.) ou en centistokes :

$$v = \frac{\mu}{\rho} \dots [4] \quad \mu = \text{g/cm.s} / \quad \rho = \text{g/cm}^3$$

La mesure de la viscosité cinématique est effectuée par mesure du temps t d'écoulement du produit entre deux traits repères d'un tube capillaire calibré. Mais bien souvent, on se contente

d'utiliser des viscosimètres empiriques (temps d'écoulement d'une quantité standard de produit à travers un orifice calibré) étalonnés. [3]

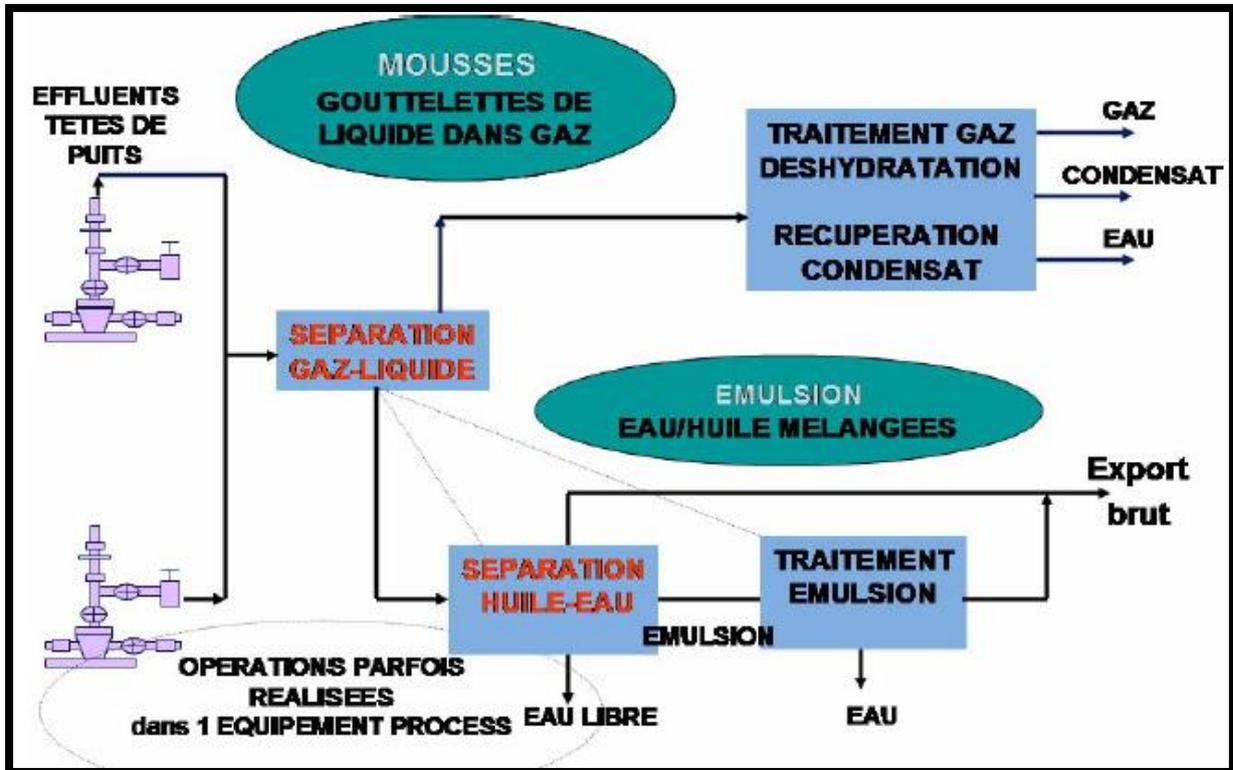


Figure I-3: Schéma général du traitement des effluents de puits [1]

- ❖ Pour des raisons de sécurités
 - H₂S : Danger pour l'homme
 - Stabiliser : Limiter le dégazage et réduire les risques d'explosion.
- ❖ Pour des raisons techniques :
 - **Produits stables** (spécification de tension de vapeur à respecter ; pour cela on doit stabiliser le brut). Un produit stable signifiant qu'il n'évoluera pas dans le temps. Plutôt il sera stabilisé, plus faible sera son dégazage.
 - **Produits mesurables** (c'est à dire qu'on peut le compter, sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues)
 - **Produits pompables** (il faut véhiculer le brut du terminal au pétrolier, et du pétrolier à la raffinerie)

- **Produits non incrustants** (c'est à dire que ces produits n'ont pas la propriété de recouvrir les corps des tuyaux, des citernes, d'une couche minérale (paraffines,...) par exemple dépôts de sulfates carbonates etc....).
- ❖ Pour des raisons commerciales :
- **Produits anhydres** (les clients ne veulent pas transporter de l'eau)
 - **Produits non corrosifs** (protection du pétrolier, des raffineries et des clients : sels - H₂S).
- ❖ Pour assurer :
- **Le transport en toute sécurité** (ça veut dire limiter les dégazages dans les pétroliers avec les risques d'explosion qui peuvent en découler)
 - **La fourniture régulière des hydrocarbures produits** (bien traiter par exemple, les moussages, les émulsions pour éviter l'arrêt de la chaîne de traitement).

Dans cette partie, nous allons décrire le principe de séparation et tout particulièrement l'élément que l'on utilise pour ce traitement: le séparateur est un équipement plus importants et souvent le plus utilisé.

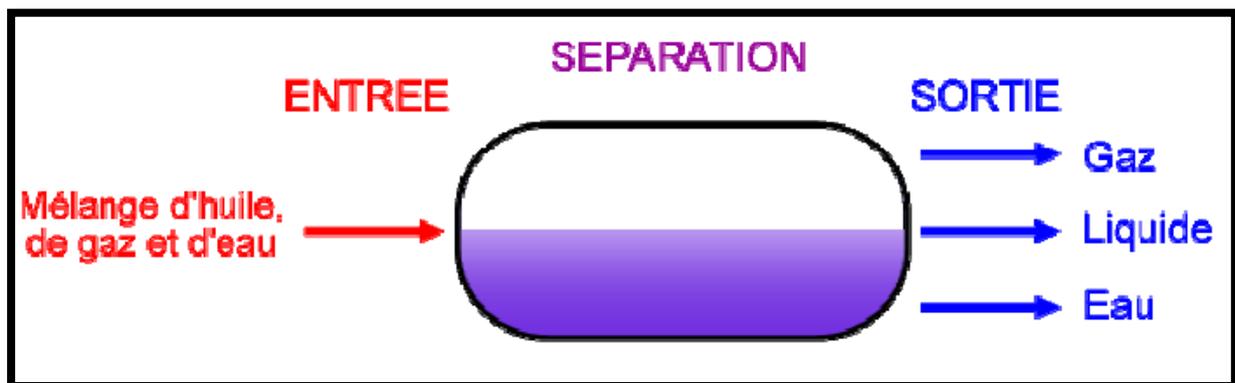


Figure I-4: Principe de la séparation [2]

I-3. 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)

Nous décrirons les différents types de séparateur dans le prochain chapitre. [1]

I-4. LE PRODUIT FINI

Comme on a pu le voir précédemment, le problème consiste à séparer un effluent Complexe en une phase gazeuse et une ou plusieurs phases liquides.

Le rôle d'une unité de séparation, et donc du séparateur, est d'éliminer l'eau de gisement, de traiter l'huile pour qu'à pression atmosphérique il n'y ait pratiquement plus de dégagement gazeux, de libérer un gaz qui soit le plus sec possible.

La figure ci-dessous schématise le trajet suivi par l'effluent entre le gisement et le centre de traitement.

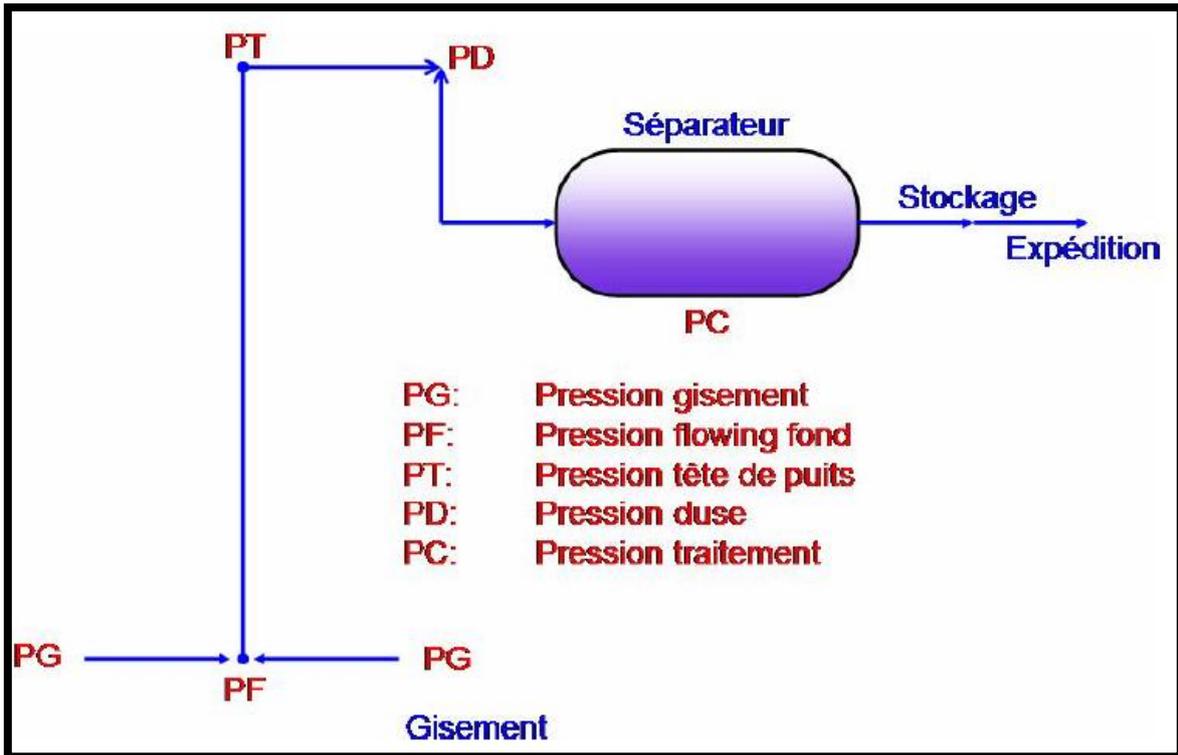


Figure I-5: Trajet suivi par l'effluent entre le gisement et le centre de traitement [2]

Cette même évolution peut être suivie sur un diagramme P - T représentatif du fluide gisement.

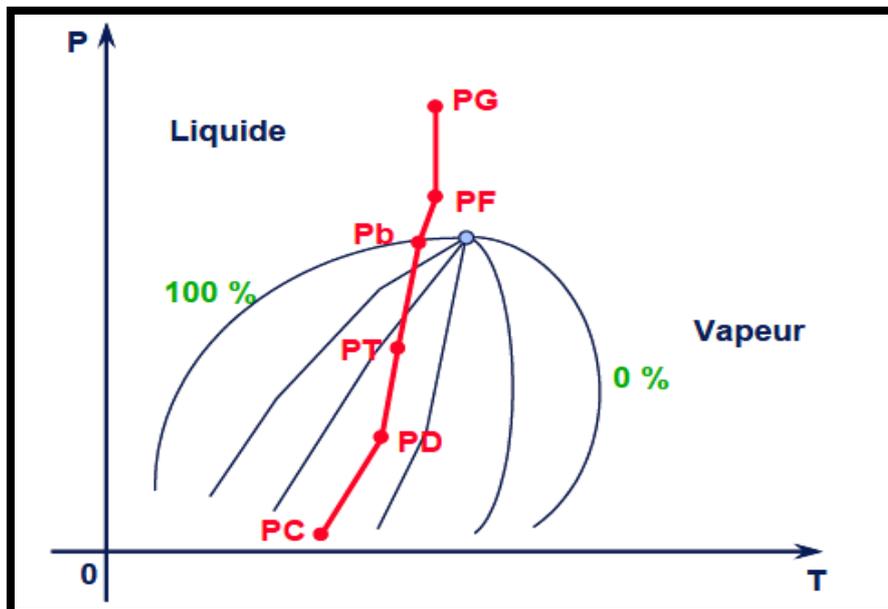


Figure I-6: Diagramme P - T représentatif de l'évolution du fluide au cours de son Trajet [3]

Le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquides et / ou gazeux et d'eau.

A l'origine, ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi que des conditions de pression et de température existant dans la formation.

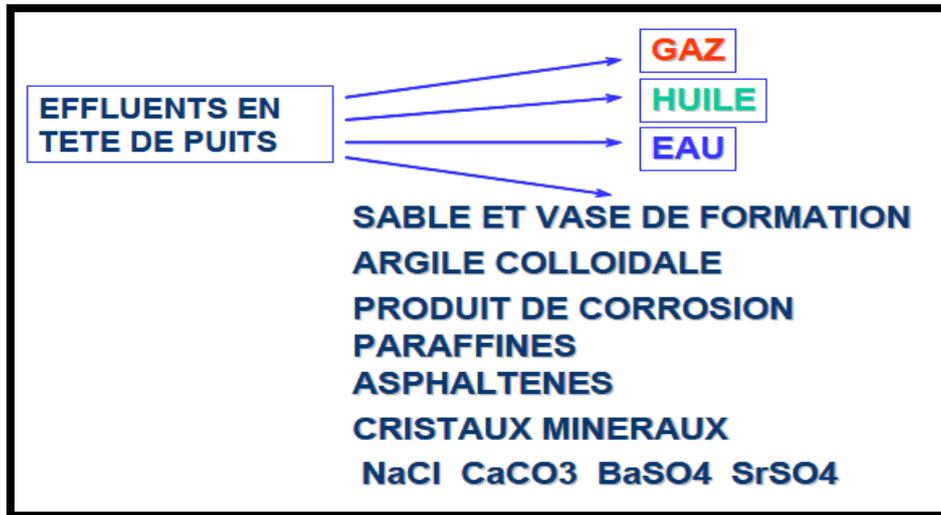


Figure I-7 : Composition effluent en tête de puits [1]

L'exploitation détruit cet équilibre, par le jeu des pertes de charge dans la roche magasin, dans le trou de sonde et dans les conduites de collecte, l'effluent subit des décompressions successives jusqu'à son entrée dans le centre de traitement.

Ces décompressions s'accompagnent aussi de baisses de température.

En conséquence, des gaz se libèrent de l'huile, des hydrocarbures et de l'eau se condensent à partir du gaz.

Le Centre de traitement reçoit donc, généralement, des bouchons alternés de gaz humide, d'eau libre et d'huile encore chargée de gaz dissous.

Les densités des huiles brutes s'échelonnent entre 0.780 et 1.04 (50° à 6° API) et les viscosités entre 5 et 75 000 Cp. [1]

L'extraction et les manipulations de l'huile brute provoquent parfois des émulsions et des moussages.

Ces phénomènes particuliers nécessitent la mise en place d'équipements complémentaires sur le centre de traitement.

❖ T.V.R. ou R.V.P.	5 à 12 PSI.A
❖ H ₂ S	
Méditerranée	30 - 40 ppm masse
Moyen-Orient	70 - 80 ppm masse
❖ Teneur en eau	
Départ	0,1 % vol.
Arrivée	0,2 % vol.
❖ Teneur en sel	
Départ	40 - 60 mg/l équivalent Na Cl
Arrivée	< 100

I-4-1. Définition de la tension de vapeur (TVP) :

La tension de vapeur d'un brut ou « True Vapeur Pressure » (TVP) aux conditions de stockage (pression atmosphérique et température ambiante) est difficile à mesurer rapidement : elle nécessite un matériel de laboratoire. Elle caractérise pourtant la qualité de stabilité du brut et donc son potentiel de dégazage.

Une tension de vapeur trop élevée du brut provoquera donc des risques au niveau de son stockage et de son transport.

I-4-2. Définition de la tension de vapeur REID (TVR ou RVP) :

On a substitué à la TVP une grandeur facilement mesurable pour peu que l'on puisse avoir accès à une prise d'échantillons du brut, ce qui est toujours possible sur le site de production et même sur un bateau transporteur ou même en raffinerie.

Cette grandeur est la tension de vapeur REID (TVR) ou REID Vapour Pressure (RVP).

La RVP d'un pétrole brut est toujours mesurée à 100 deg F (37.8 °C)

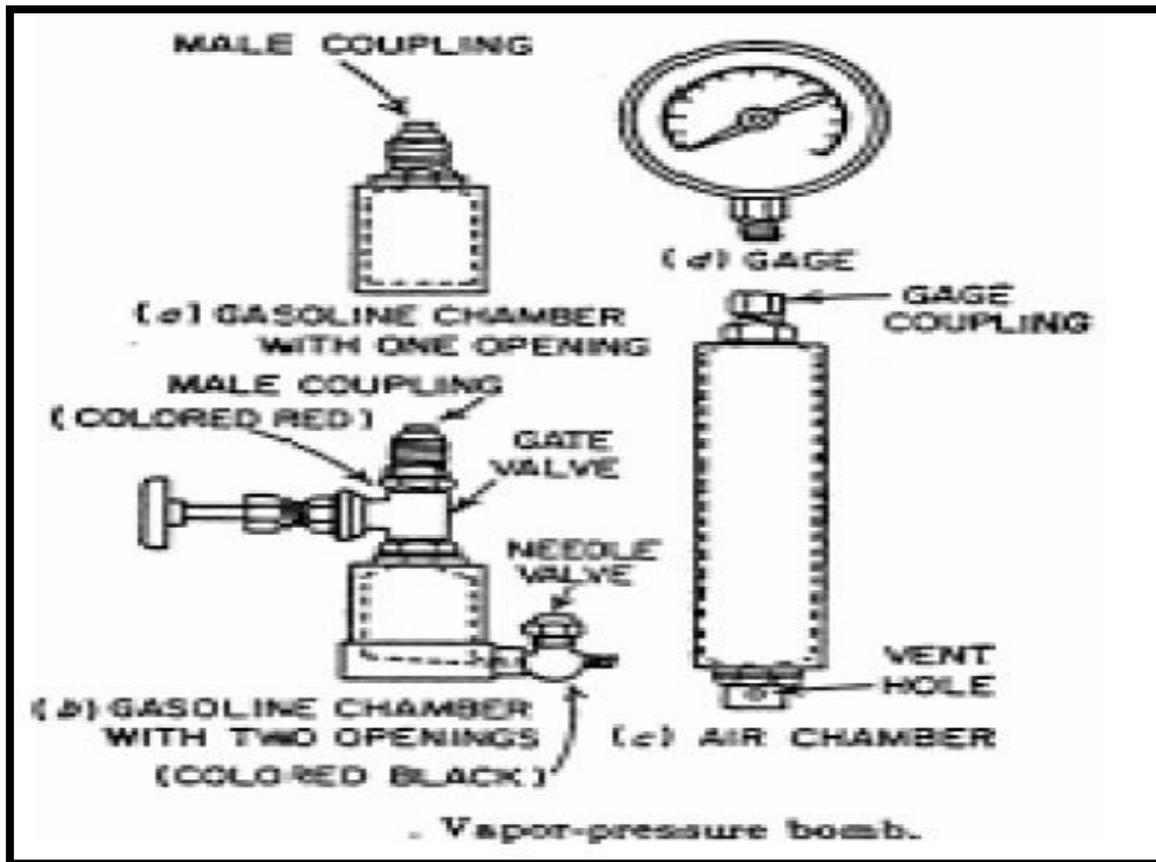


Figure I-8: Appareil de mesure de la RVP [1]

L'appareil de mesure de la RVP comprend 2 chambres ; l'une (1/3 du volume total des 2 chambres) recevant le brut collecté à la prise d'échantillon ou est connecté l'appareil et l'autre (2/3 du volume total des 2 chambres) remplie d'air.

Une fois l'opération de collecte effectuée, on ouvre le robinet qui permet de faire communiquer les 2 chambres entre elles ; on secoue fortement l'ensemble et on le place à une température de 100 °F.

On lit alors la pression indiquée sur le manomètre connecté à l'appareil ; la pression lue est la RVP. La RVP est une pression effective et s'exprime ordinairement en PSI (« pounds per square inch » qui est l'unité de mesure de pression anglo-américaine).

La spécification en RVP d'un pétrole brut est fonction des conditions climatiques du site de production (pour le stockage du brut) et de la route suivie par le bateau transporteur (dans le cas d'un transport maritime) vers le marché consommateur.

En général, la RVP se situe entre 7 et 10 psi. a. [1]

I-4-3. Transport du produit séparé :

Le brut traité sur champ est en général expédié vers des raffineries.

Les moyens de transport classiques sont :

- ❖ Oléoduc
- ❖ Chemin de fer
- ❖ Transport fluvial
- ❖ Transport maritime

1-Oléoduc

Dans le cas d'un transport par oléoduc, la teneur en eau est beaucoup plus importante pour le transporteur que la teneur en sel. En effet, dans ce cas, l'eau est payée au prix du brut et surcharge inutilement la conduite de transport ; elle peut également induire des problèmes de corrosion, aggravé par la présence de sel.

En conséquence, la teneur en eau d'un brut transporté par oléoduc ne devra Généralement pas excéder 0.1% (vol).

La teneur en sel (chlorure exprimé en Na Cl) ne devra pas excéder 60 g/l.

2-Autres moyens de transport

Dans le cas de transport autre que celui par oléoduc, il n'existe pas véritablement de contrainte fixée par le transporteur.

Parmi tous les moyens utilisés, c'est le transport maritime qui amène la contamination la plus importante par suite de l'utilisation de l'eau de mer comme moyen de ballast.

Les statistiques montrent que la salinité additionnelle apportée par le transport maritime varie entre 8 et 37 mg/l et peut même atteindre 50 mg/l.

I-4-4. Raffinage

La teneur en sel du brut en raffinerie avant d'entrer dans le train de préchauffe vers la colonne de distillation (« topping ») doit descendre à un(e) salinité de 5 à 10 mg/l pour se prémunir contre toute sorte d'ennuis tel que :

- ❖ Encrassement des échangeurs thermiques
- ❖ Corrosion des équipements
- ❖ Dégradation de la qualité des produits raffinés

Avec un étage de dessalage tel qu'on le rencontre dans l'ensemble des raffineries Européennes, la valeur de la salinité brut aval dessalage de 5 mg/l correspond à une salinité maximum du brut entrée raffinerie de 100 mg/l.

On dira donc que la salinité maximum d'un brut livré à une raffinerie ne devra pas dépasser 100 à 110 mg/l et 0.2% d'eau.

En conséquence, compte tenu de la pollution apportée par le transport maritime (dans le cas d'un transport par tanker), la salinité du brut sortie site ne devra pas dépasser 60mg/l et une teneur en eau inférieure à 0.1%.

Un meilleur contrôle des procédures de chargement, la généralisation du lavage des Cuves de « tanker » au brut par exemple, devraient permettre de diminuer la pollution due au transport maritime et donc d'élargir un peu la spécification en sel des bruts sortie site de production (jusqu'à 80 mg/l).

Après cette parenthèse sur l'explication des spécifications requises pour le produit fini, revenons à l'appareil que nous décrivions et principalement à l'importance qu'il a dans la partie process.

Dans le tableau, nous voyons bien l'importance du séparateur, selon s'il y en a deux, un ou aucun, dans la qualité du produit final. (Notamment sur le ratio gaz / huile).

Il ne faudra, cependant, pas en conclure que plus on installe de séparateur, plus on récupère de gaz. [1]

		Réservoir	Séparateur 1	Séparateur 2	Bac de stockage	GOR total Sm ³ /Sm ³
Pression	b.eff.	245	-	-	0	-
Température	°C	127	-	-	15	-
GOR	Sm ³ /Sm ³	-	-	-	234,1	234,1
Pression	b.eff.	245	22	-	0	-
Température	°C	127	22	-	15	-
GOR	Sm ³ /Sm ³	-	159,8	-	34,9	194,7
Pression	b.eff.	245	69	14	0	-
Température	°C	127	54	40	15	-
GOR	Sm ³ /Sm ³	-	115,5	52,5	24,3	192,3

Table I-1: Essais de séparation d'un fluide réservoir [1]

I-5. EXEMPLE DE SEPARATEUR :

Lorsque l'on parle de séparateur, on a l'habitude de penser au(x) séparateur(s) de production situé(s) en amont de la chaîne de traitement.

Il existe cependant différents types de séparateurs selon les fluides qui circulent dans ces ballons.

Nous les détaillerons dans le chapitre qui suit.

Les séparateurs de production sont « désignés » à recevoir un débit continu provenant des puits.

Ce type de capacité sépare les gaz, des liquides. Ce séparateur étant tri phasique, il séparera en plus l'eau de l'huile.



Figure I-9: Vue d'un séparateur tri phasique (séparateur de test Girasol) [1]

I-6. FONCTIONNEMENT DES SEPARATEURS :

I-6-1. LES SECTIONS D'UN SÉPARATEUR :

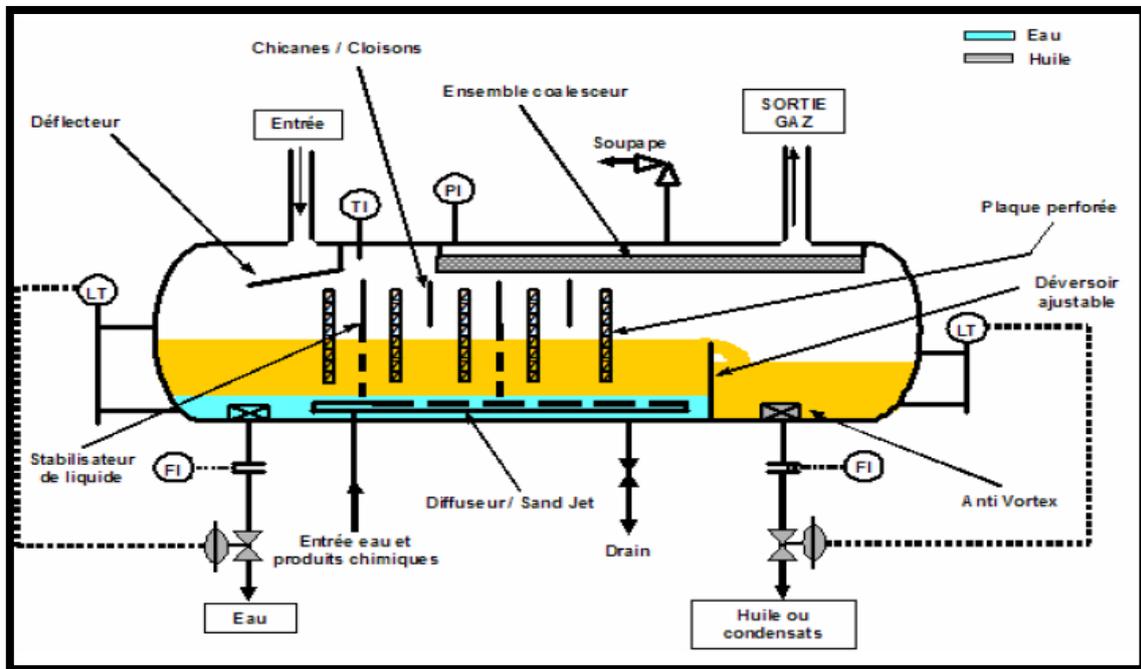


Figure I-10: Vue des équipements d'un séparateur [1]

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 I-11-12-13 ci-dessous. [1]

I-6-1-1. 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. [2]

I-6-1-2. 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.

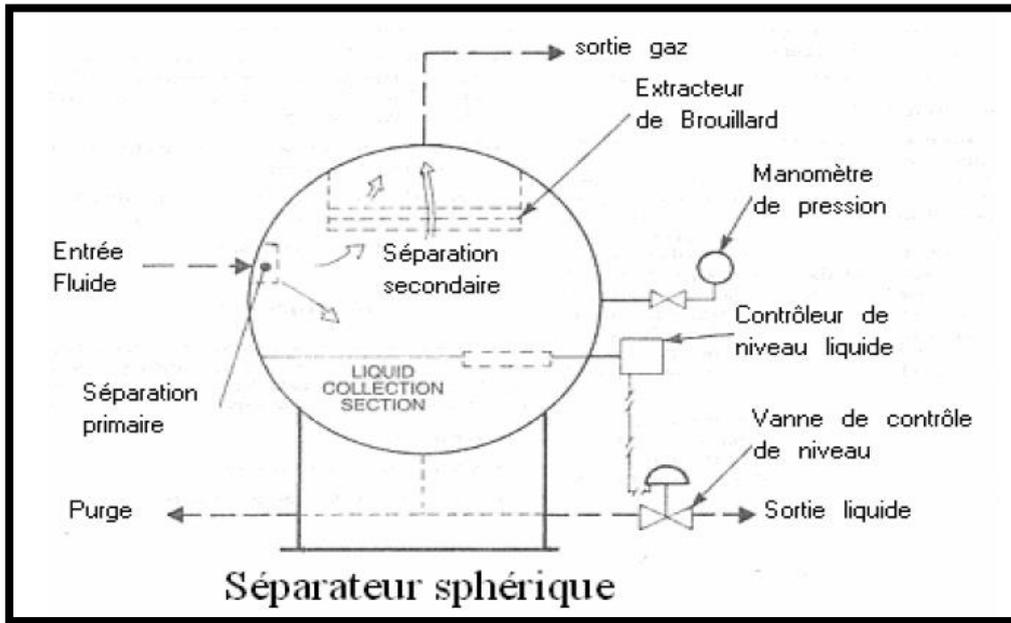


Figure I-11: Les différentes sections sur un séparateur sphérique [1]

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. [1]

I-6-1-3. 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 [2].

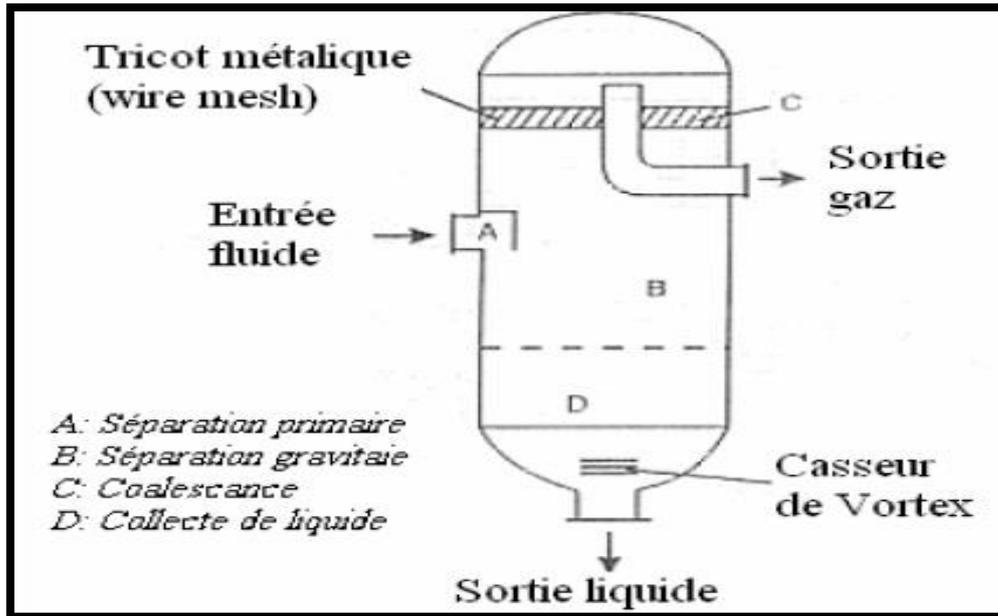


Figure I-12: Les différentes sections sur un séparateur vertical [2]

I-6-1-4. 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. [1]

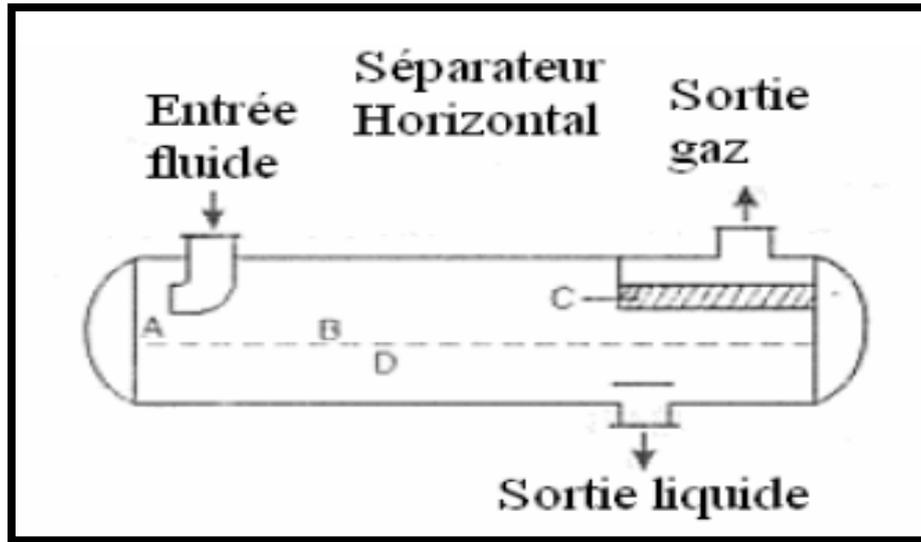


Figure I-13: Les différentes sections sur un séparateur horizontal [1]

I-7. LES INTERNES D'UN SEPARATEUR :

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

- ❖ Le **Défecteur** (*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.

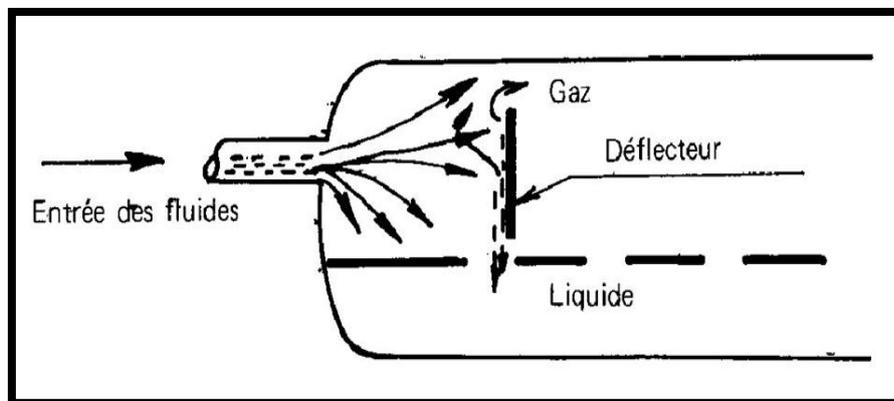


Figure I-14 : déflecteur [2]

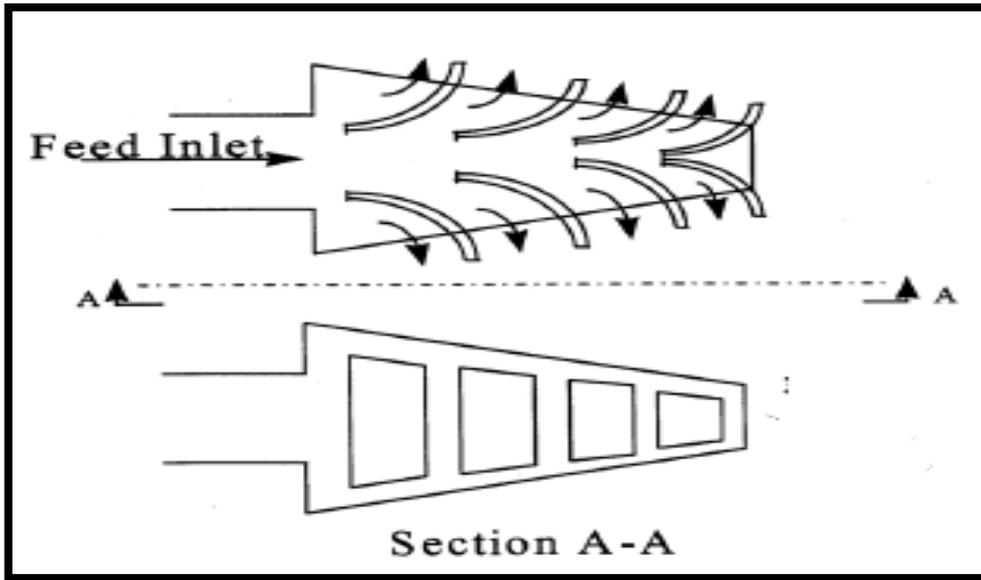


Figure I-15: Défecteur d'entrée [1]

❖ 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 I-16: Wire Mesh [2]

❖ 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 I-17: Plateau de barrage perforé [2]

❖ 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.

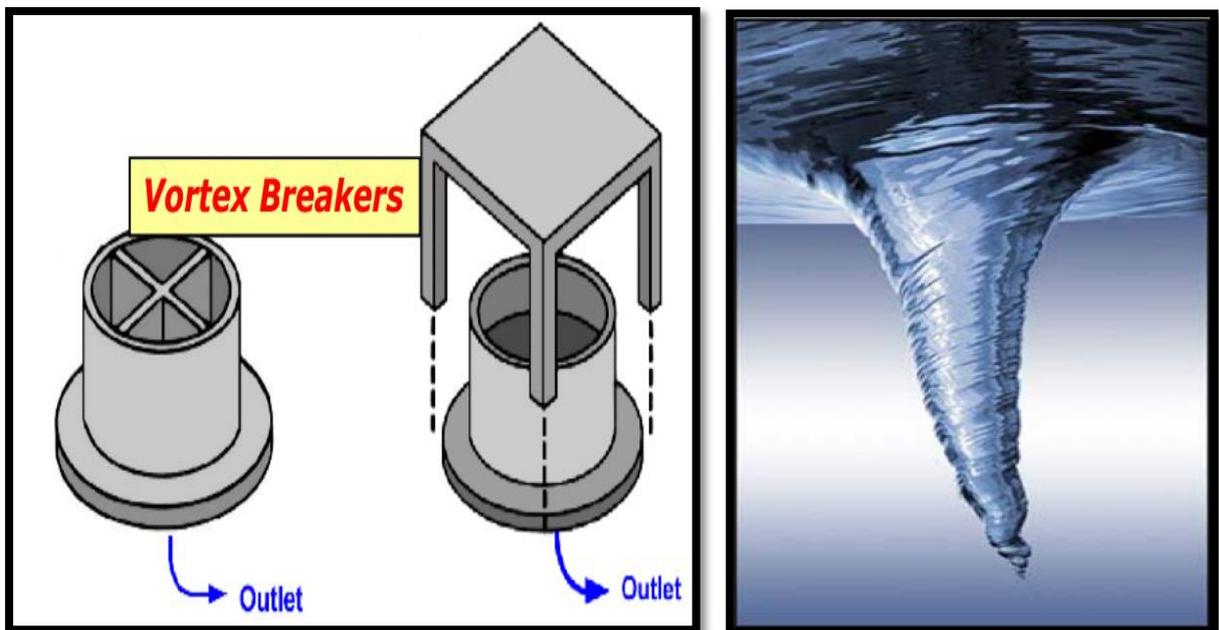


Figure I-18: Casseur de Vortex [2]

I-8. Conclusion

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client d'un produit conforme à des normes et spécifications définies. Dans ce chapitre nous nous sommes étalés sur les paramètres essentiels qui prévalent dans l'industrie de traitement et de séparation des effluents Oil & Gas.

Dans le chapitre qui suit, nous allons nous intéresser de près au principe et procédés de séparation ainsi que les différents types utilisés dans cette filière industrielle.

Chapitre II

Types de Séparateurs et Domaine d'utilisation

II-1.Introduction :

Pour pouvoir séparer des composants d'un mélange (puits de production) pour en obtenir trois phases en général gaz, huile et eau, il a recours à un séparateur.

En effet, il existe plusieurs types, chacun dans son domaine d'utilisation et sous différentes formes. Dans ce chapitre s'étalera sur les types de séparateurs et leur domaine d'utilisation.

II-2.LES SEPARATEURS ET LE PROCESS :

II-2-1. LOCALISATION ET CRITICITE :

Comme on a pu le voir en chapitre I, le séparateur est un appareil utilisé pour séparer le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent provenant des puits de production.

Il y aura souvent plusieurs séparateurs en série (comme sur l'exemple ci-dessous) qui vont nous permettre d'atteindre les spécifications désirées (niveau de séparation).

Toutes les fonctions sont essentielles pour la production si l'on considère qu'elles sont nécessaires pour réaliser les spécifications requises en sortie.

Une fonction est néanmoins plus ou moins critique suivant qu'il est nécessaire d'arrêter la production en cas de perte de cette fonction ou bien s'il est possible de fonctionner en marche dégradée durant un certain temps.

On peut donc qualifier la criticité de cet appareil comme haute car elle entraînera un arrêt de production. En effet, les séparateurs sont des appareils placés généralement en série et donc l'arrêt d'un séparateur arrête toute l'installation. Il n'y a pas de secours prévu car ces ballons sont de tailles conséquentes.

Enfin il n'existe pas de by-pass car chaque séparateur doit être utilisé avec un certain volume d'huile, d'eau et de gaz à une pression et une température désirée.

II-2-2. PROCESS ASSOCIE

On injecte, en amont de la séparation, des produits chimiques pour améliorer la séparation tels que les anti-mousses et les dés émulsifiants.

De même on injecte des produits contre la corrosion, mais le plus en amont possible (sur les puits).

Pour la pression d'entrée de séparateur on peut choisir une base pression ou bien pression moyenne ou bien haute pression et l'intervalle de ses pression comme suivant ;

- Base pression entre 170–860 kPa
- Moyenne pression entre 2100–3400 kPa
- Haute pression supérieure ou égale 3400kPa

Stage separation guidelines		
<i>Initial Separator Pressure</i>		
<i>Psig</i>	<i>kPa</i>	<i>Number of Stages^a</i>
25–125	170–860	1
125–300	860–2100	1–2
300–500	2100–3400	2
500–700	3400–4800	2–3 ^b

Tableaux II-1 : différence de pression (HP.BP.MP) [4]

II-3. LES DIFFERENTS TYPES DE SEPARATEURS

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).



Figure II-2: Vue extérieure d'un séparateur vertical [1]

II-3-1-1. 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 gazeuses 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 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. (Voir figures II-3-4-5)

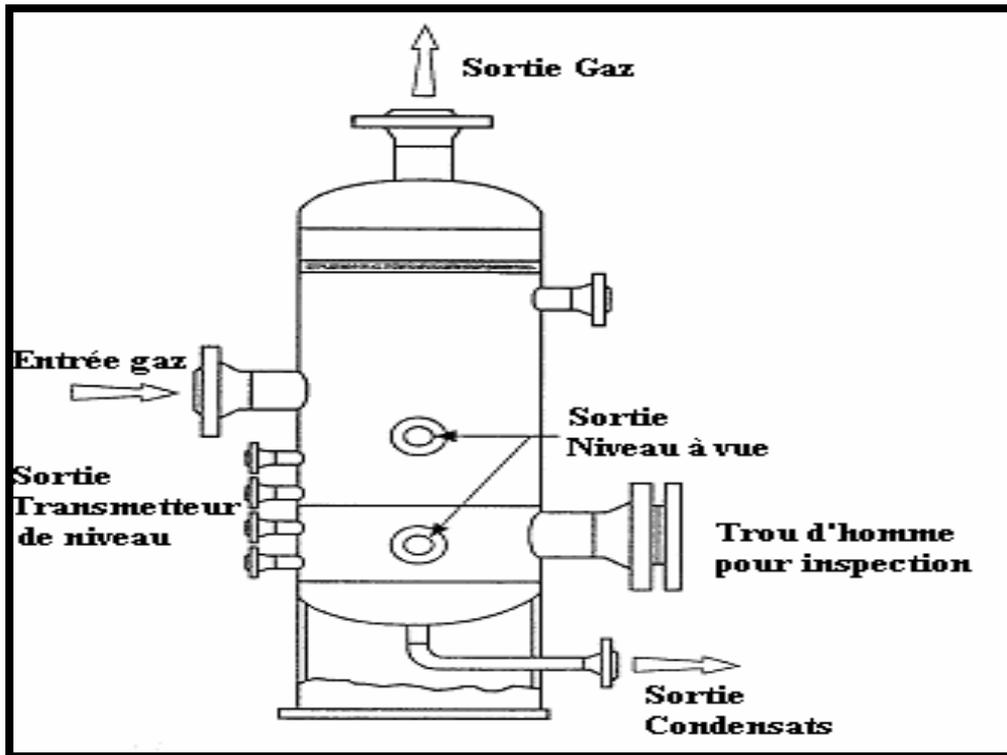


Figure II-3: Exemple typique de Scrubber [1]

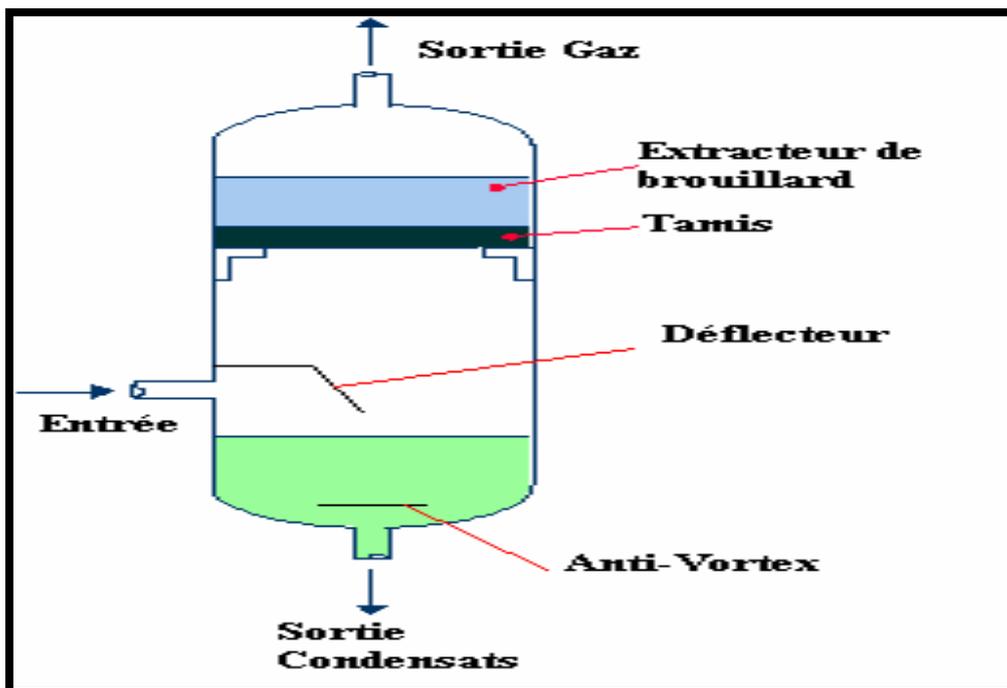


Figure II-4: Vue détaillée d'un scrubber[1]

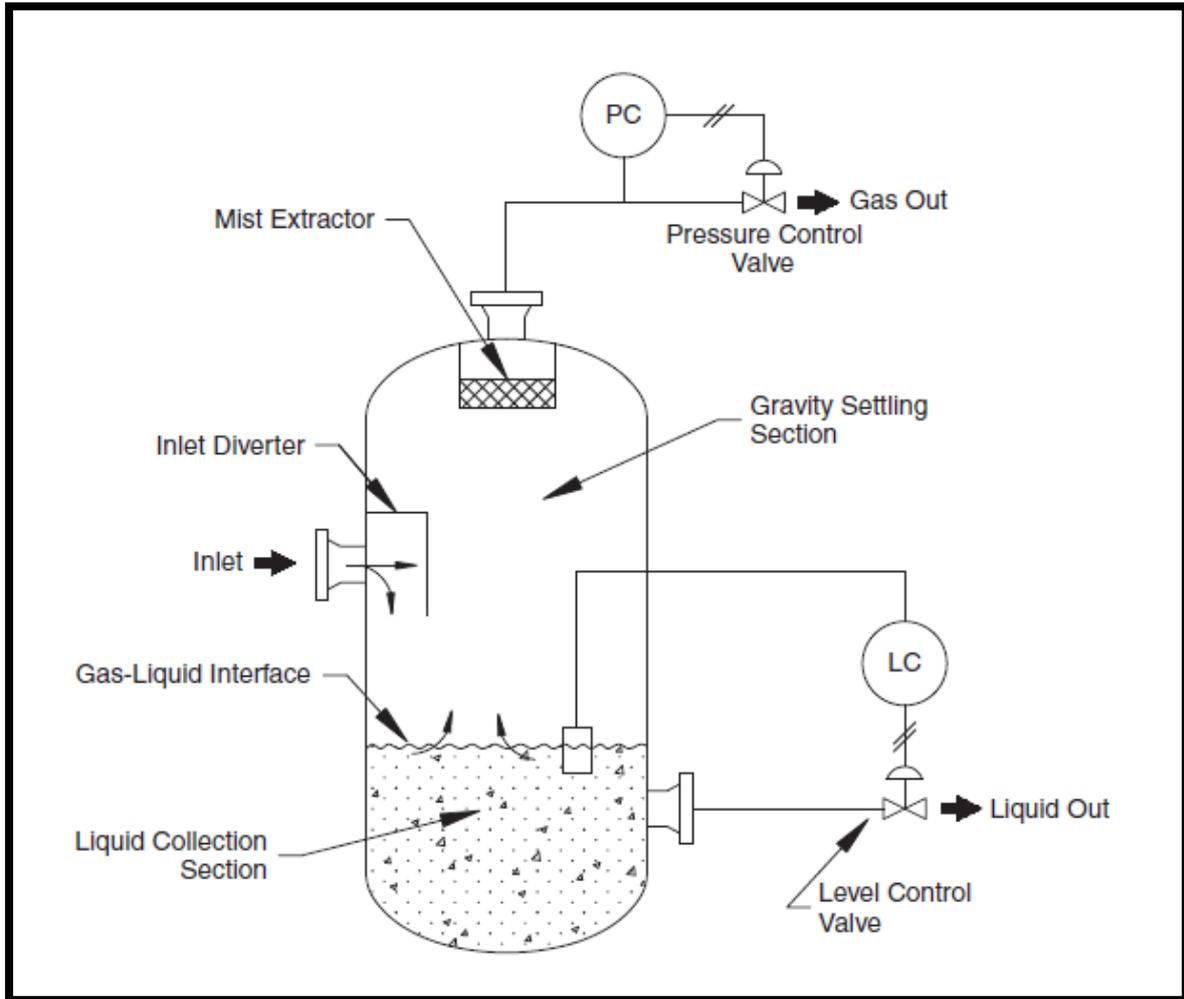


Figure II-5: Séparateur vertical deux phases [4]

a- 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.

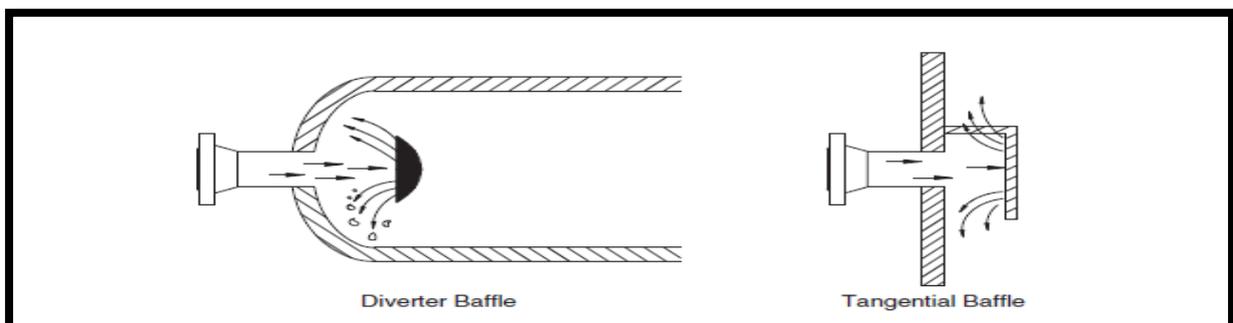


Figure II-6: Déviateur d'entrée [4]

b- 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 Ils 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.

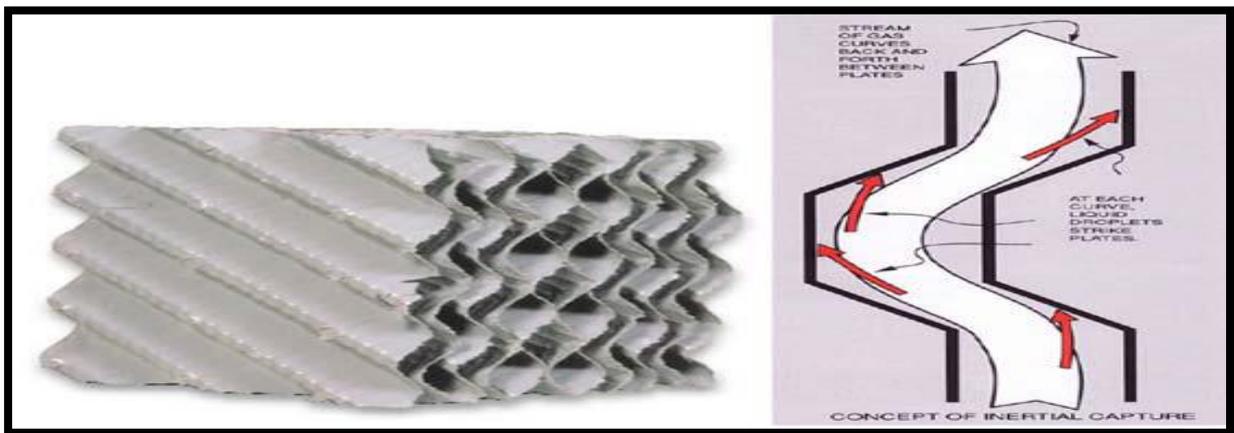


Figure II-7: Extracteur de brouillard [2]

II-3-1-2. 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.

Les deux figures II-8-9 illustrent ce type de séparateur.

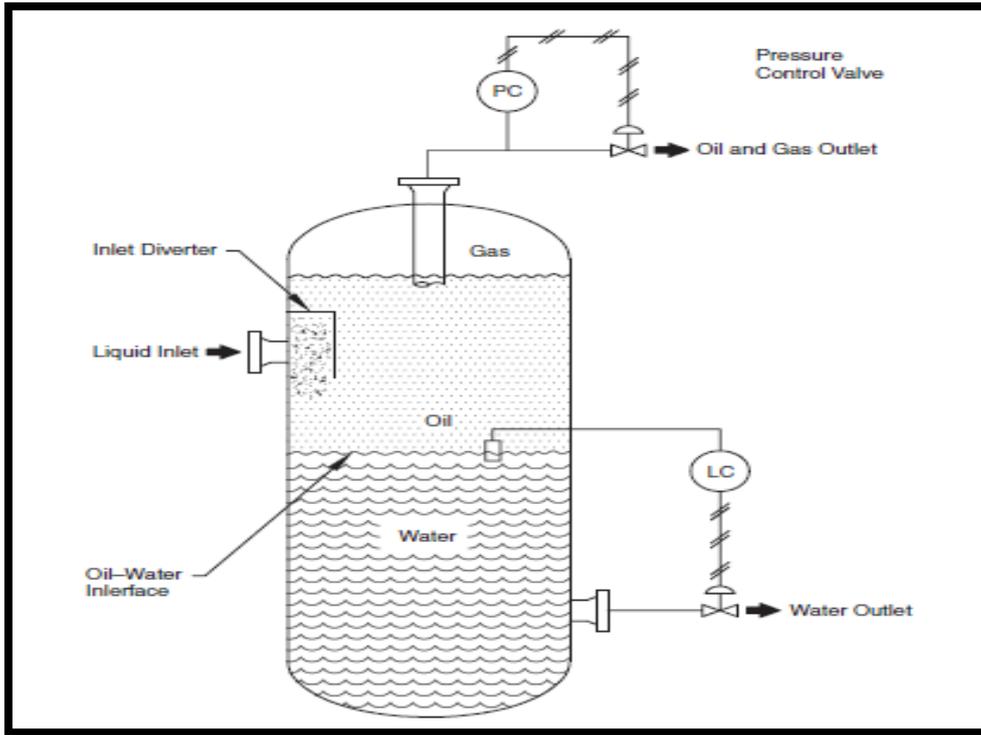


Figure II-8: Vue détaillée d'un séparateur triphasique [4]

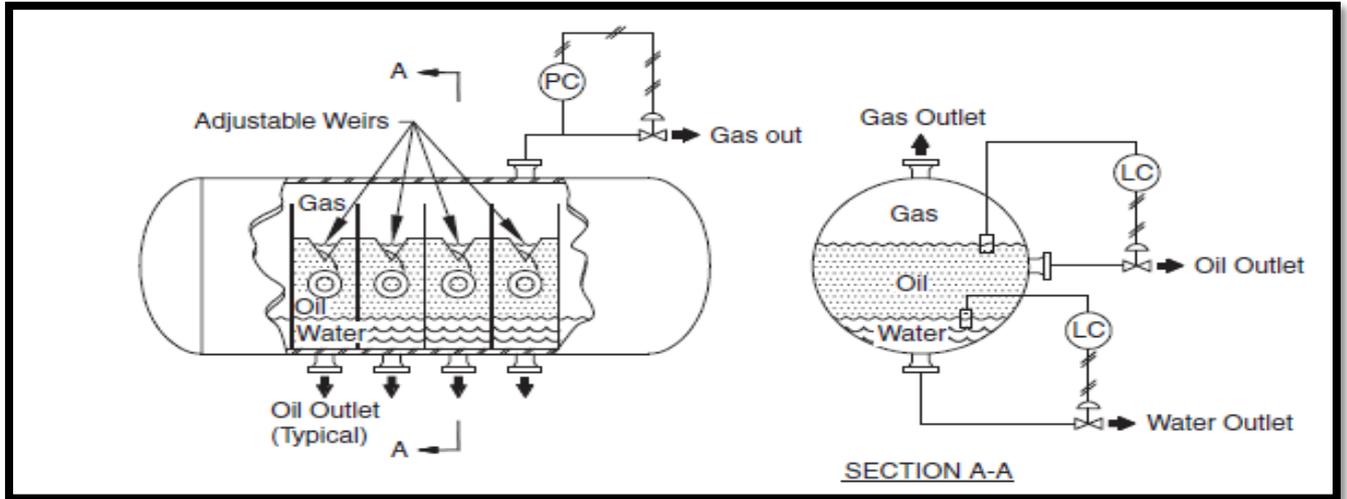


Figure II-9: Vue détaillée d'un séparateur triphasique coupe A-A [4]

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 :

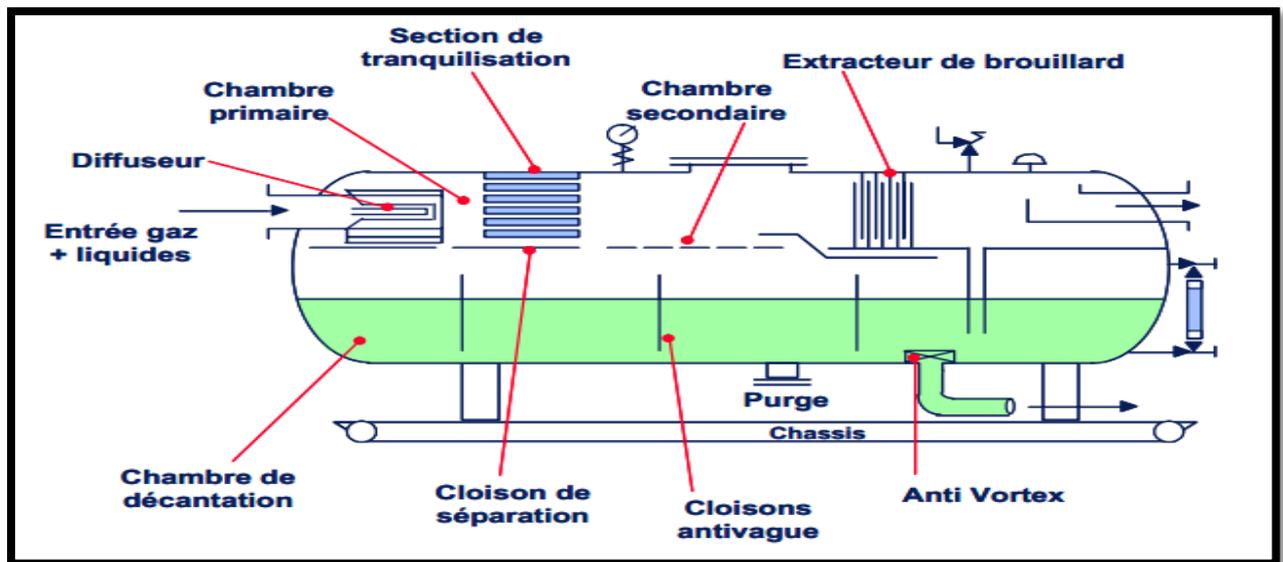


Figure II-10: Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique [2]

II-3-2-1. 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 situent 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.

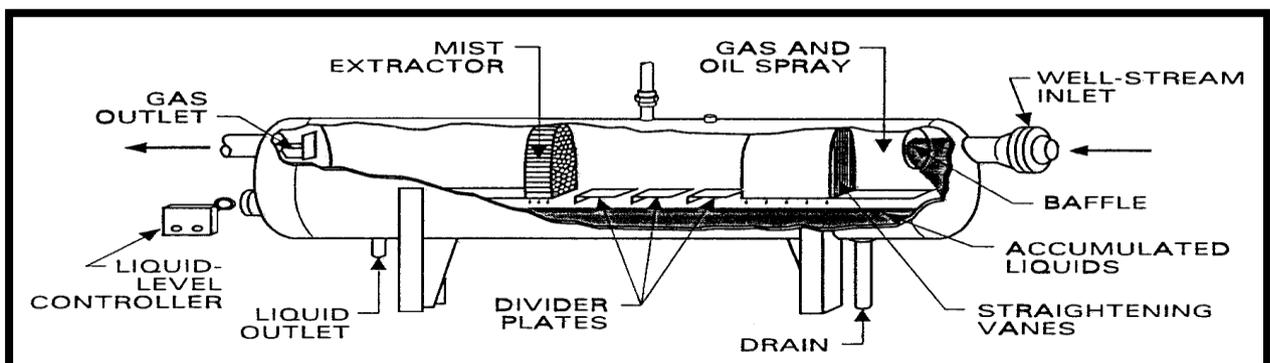


Figure II-11: Vue écorchée d'un séparateur horizontal diphasique [1]

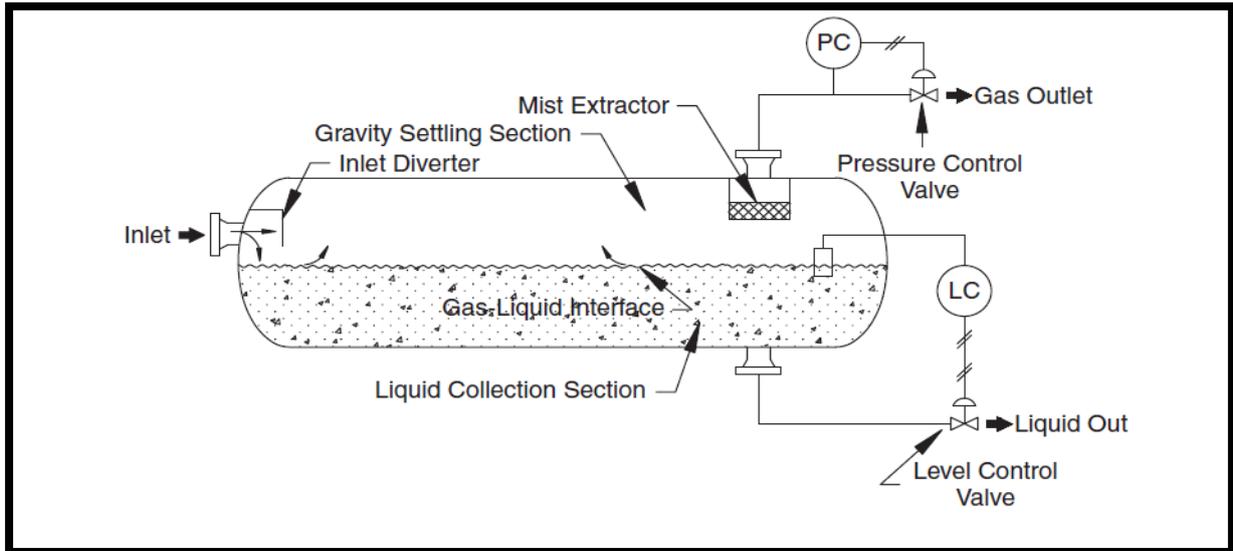


Figure II-12 : Vue d'un séparateur horizontal diphasique [4]

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 continu 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 située 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-3-2-2. Séparateur horizontal trois phases

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

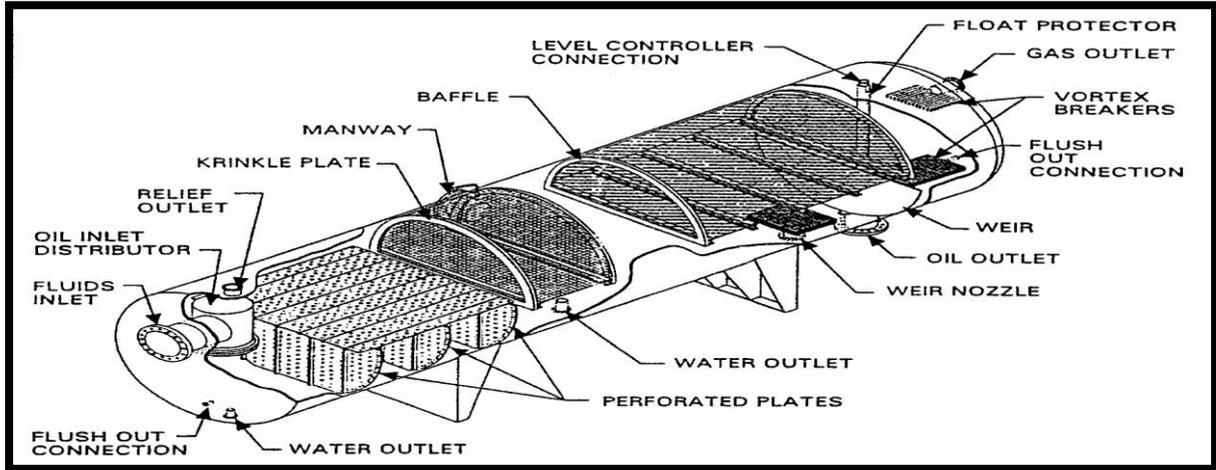


Figure II-13: Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique [1]

La différence majeure étant dans la section collecte des liquides. Dans un séparateur triphasique la partie supérieure de la section collecte de liquide contient 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.

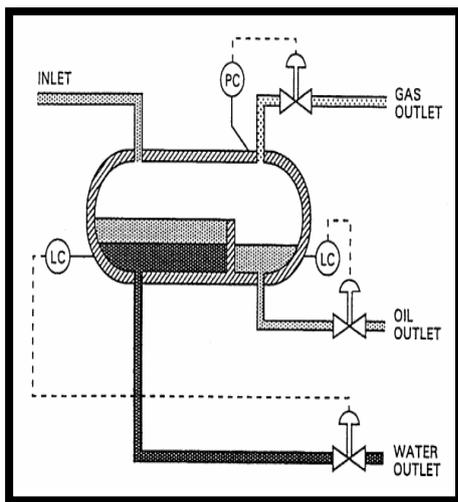


Figure II-14: Diagramme simple [1]

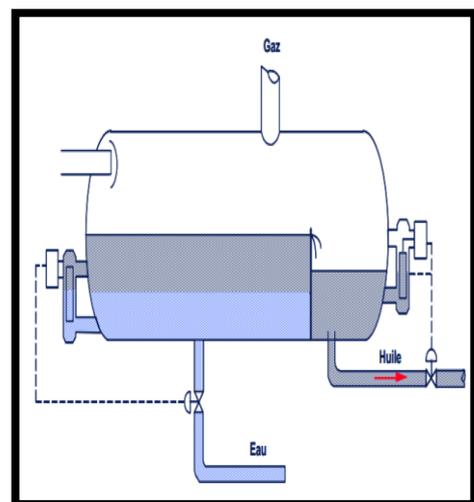


Figure II-15: Vue d'un séparateur triphasique [1]

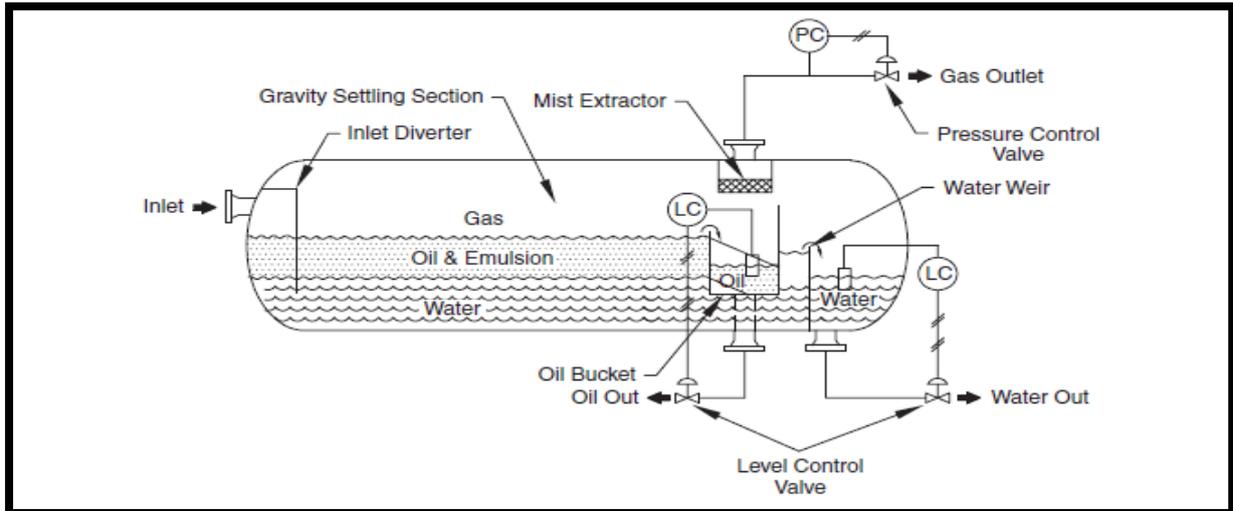


Figure II-16 : Vue écorchée d'un séparateur horizontal triphasique [4]

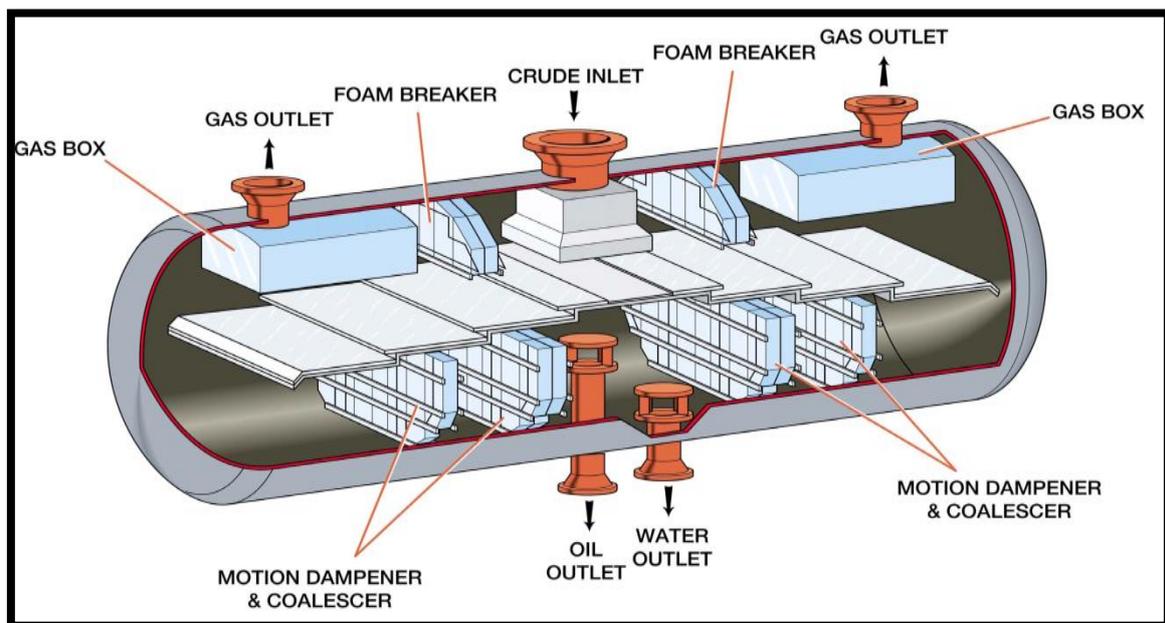


Figure II-17: Vue éclaté d'un séparateur triphasique [1]

II-3-2-3. Séparateur horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide

Le séparateur horizontal, deux tubes, possède un tube supérieur et un tube inférieur reliés entre eux par des tubes verticaux appelés « down comers ».

Le tube supérieur étant la section de séparation du gaz et l'inférieur la section de collecte des liquides.

Le séparateur deux tubes permet une meilleure séparation, que le séparateur horizontal à un tube, s'il y a beaucoup d'arrivée de bouchon dans l'effluent des puits. En plus, l'avantage d'une séparation à deux tubes évite les possibilités de réentraînement.

Le tube supérieur, qui est donc la séparation du gaz, contient l'entrée du fluide, le déflecteur d'entrée, la section de transition et l'extracteur de brouillard.

Cette section possède aussi une soupape de sécurité ou un disque de rupture.

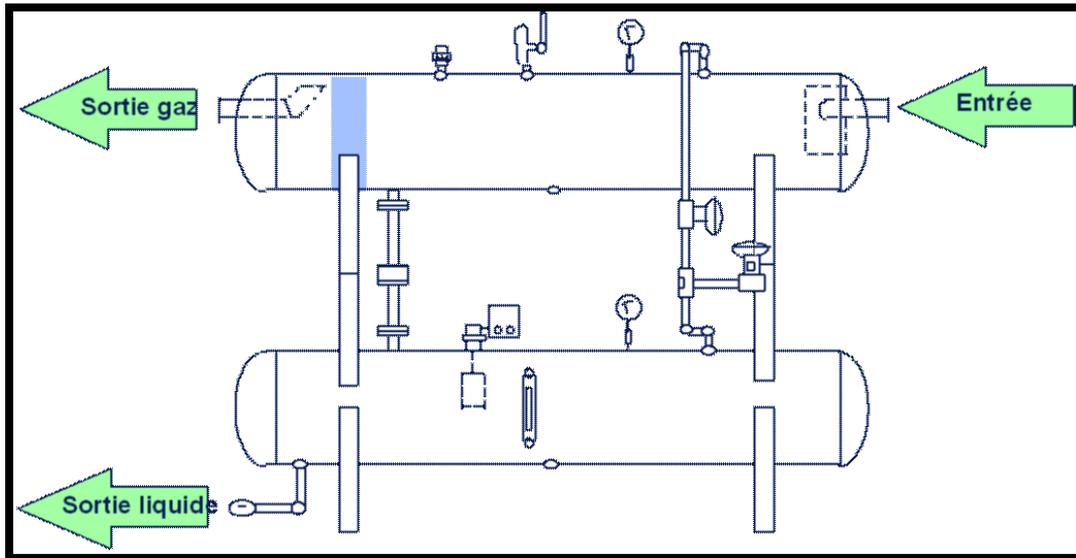


Figure II-18: Séparateur diphasique horizontal haute pression avec capacité de rétention liquide [3]

Le fluide provenant du puits entre dans le tube supérieur à travers le bec d'entrée. Le flux est dévié pour changer de direction et la vitesse. Le liquide tombe au fond du tube supérieur. 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 au fond du ballon supérieur.

Le gaz passe au-dessus d'un plateau vertical et à travers l'extracteur de brouillard. Ici la plupart des gouttelettes de liquide sont enlevé du gaz. Le gaz quitte le tube supérieur à travers le bec de sortie.

Le tube inférieur a un contrôleur de niveau liquide, un tubulure de sortie liquide et un drain. Les tubes verticaux permettent l'écoulement des liquides du ballon supérieur au ballon inférieur. Ils s'étendent sur la surface du liquide contenu dans le séparateur inférieur. Sous le contrôle du contrôleur de niveau liquide, les liquides quittent le tube du bas à travers le nez de sortie liquide.

Le séparateur, deux tubes, peut aussi être un séparateur trois phases.

Le gaz sort toujours du tube supérieur. L'huile sort au sommet du tube inférieur et l'eau au fond du tube inférieur.

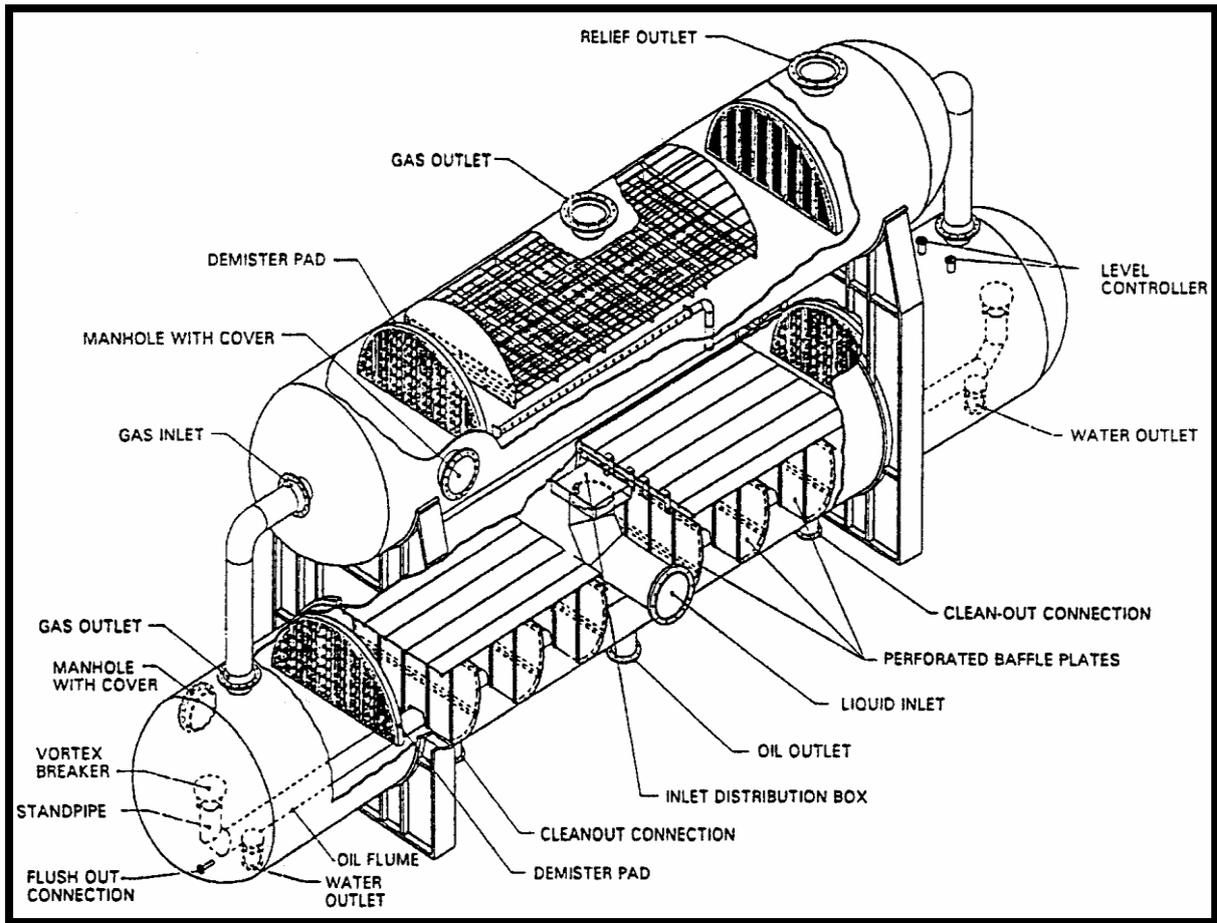


Figure II-19: Vue écorchée d'un séparateur triphasique horizontal à deux tubes [1]

II-3-3.SEPARATEUR SPHERIQUE :

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.

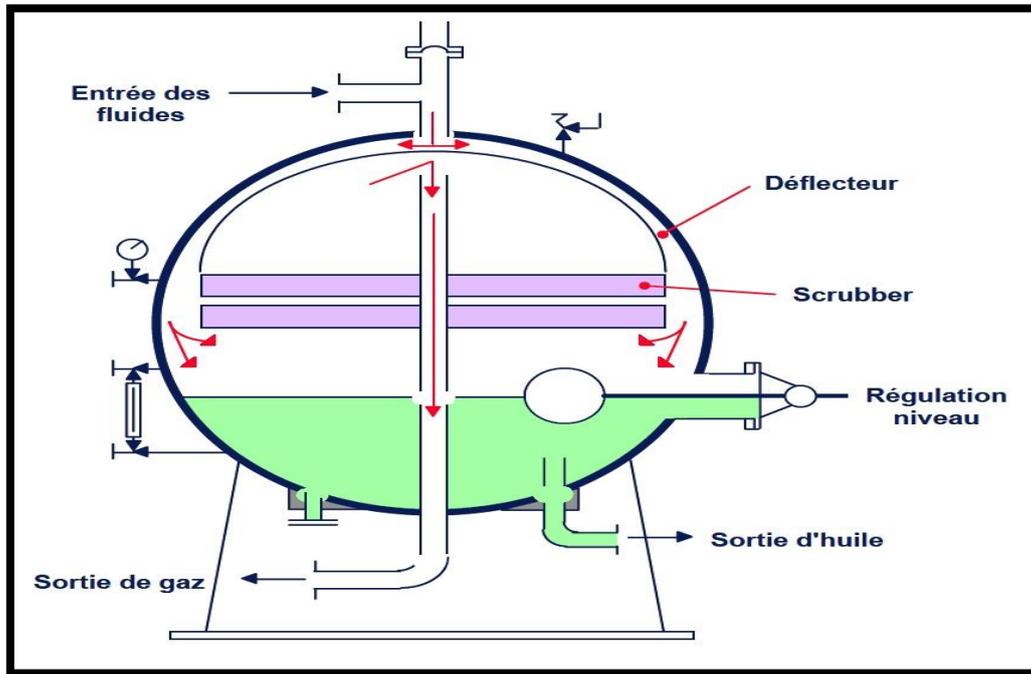


Figure II-20: Séparateur Sphérique 2 phases [2]

II-3-4. SEPARATEUR A GOUTTIERES POUR LE TRAITEMENT DES MOUSSES

Les séparateurs à gouttières sont utilisés pour le traitement des mousses. Ils peuvent être verticaux ou horizontaux comme ci-dessous.

Ils utilisent les d'ixons plates qui sont des plateaux inclinés à 45° avec une grande surface de contact. Sans l'utilisation d'anti mousse, les d'ixons plates sont peu efficaces

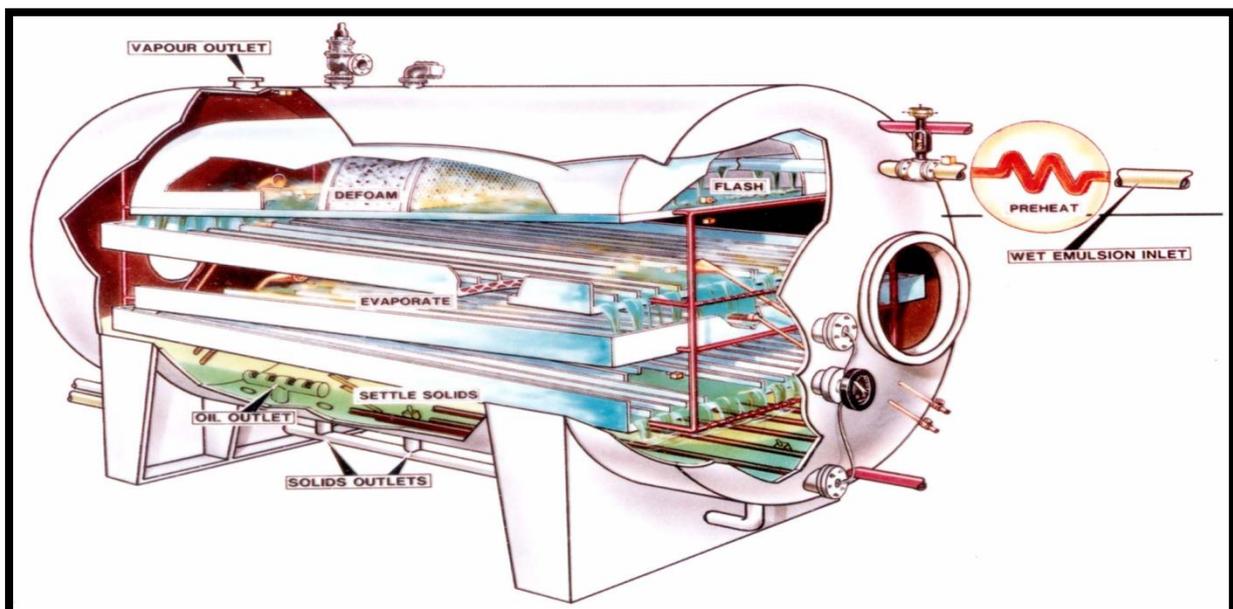


Figure II-21: Vue détaillé d'un séparateur horizontal à gouttières [2]

II-3-5. RESERVOIRS DE DECANTATION ET WASH TANKS :

La décantation simple dans des réservoirs a été un procédé très populaire surtout en Amérique. Bien que n'ayant pas la faveur des bureaux d'études, il demeure néanmoins une solution intéressante lorsque l'on ne parvient pas à sélectionner un additif à action suffisamment rapide. En effet la différence principale avec les autres séparateurs est que les temps de séjour et donc de décantation sont très élevés (plusieurs heures).

Les contraintes réglementaires de sécurité et d'environnement ont fait perdre de l'intérêt à la décantation sur bac qui conserve cependant tous les avantages de la simplicité.

La notion de wash tank est attachée au principe qui consiste à faire barboter la production dans de l'eau maintenue en fond de bac. Lorsque l'émulsion est peu solide, ce barbotage peut la rompre par fatigue de film émulsifiant.

Les wash tanks sont également utilisables pour résoudre le problème du sel cristallisé éventuellement en suspension dans l'huile.

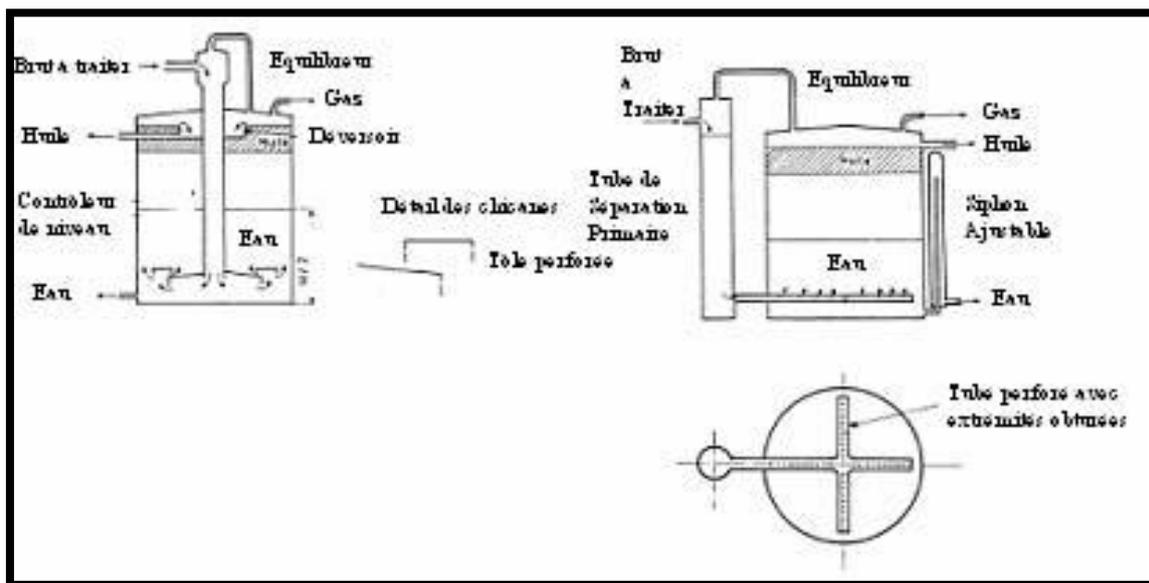


Figure II-22: Vue détaillée d'un Wash Tank Traditionnel [1]

II-3-6. 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

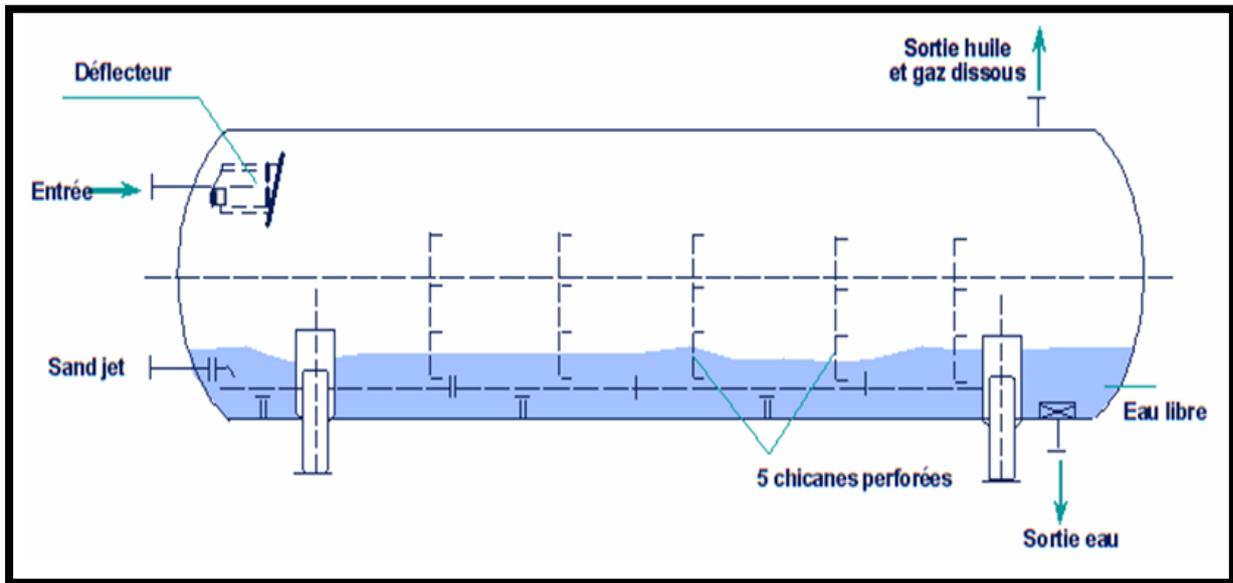


Figure II-23: FWKO - Free Water Knock Out [3]

II-3-7. SÉPARATEUR « CENTRIFUGE »

Nous désignerons sous ce terme les séparateurs utilisant la force centrifuge comme force principale de séparation et qui sont maintenant proposés par plusieurs fabricants. Les effets de la force centrifuge peuvent être classés pour la commodité de la présentation sous deux formes principales:

- Séparateur à effet Cyclonique
- Séparateur à effet Vortex

II-3-7-1. Séparateur à effet Cyclonique

Le séparateur vertical à effet cyclonique est surtout utilisé sur les systèmes de traitement de gaz. Il peut enlever des particules solides et des liquides qui auraient été entraînés avec le gaz.

Ce séparateur enlève les particules solides et les liquides en utilisant la force centrifuge.

Le gaz entre au sommet du séparateur et est forcé dans un mouvement tourbillonnant.

Les particules solides et le liquide sont projetés contre les parois du séparateur.

Les particules solides et le liquide se rassemblent dans le fond du séparateur.

Ils quittent le séparateur par un contrôle du niveau.

Le mouvement tourbillonnant crée un vortex à l'intérieur du séparateur. Le gaz se déplace de ce tourbillon jusqu'au sommet du séparateur.

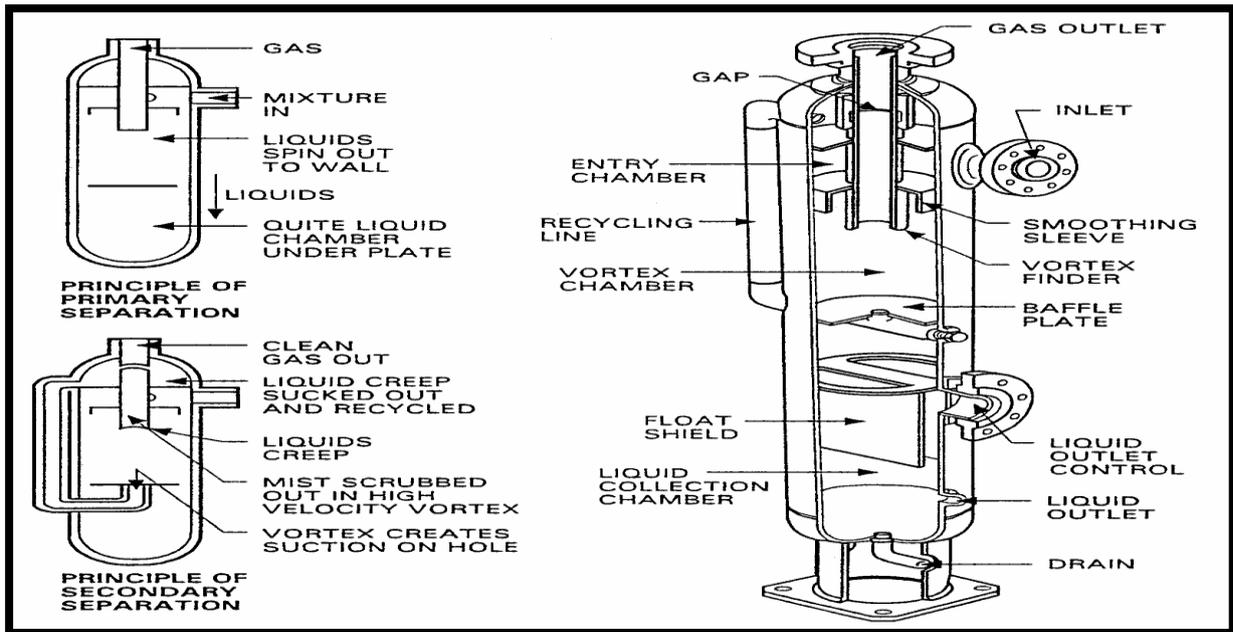


Figure II-24: Séparateur Cyclone vertical [1]

II-3-7-2. Séparateur à effet Vortex

Le fluide entre dans l'axe du séparateur, et est mis en mouvement de rotation (vortex) par des ailettes situées à l'entrée ; le liquide est donc projeté sur les parois et est évacué par des fenêtres judicieusement calibrées. Ces tubes peuvent être utilisés seuls ou en parallèles.

Le premier avantage de ce type de séparateurs est l'efficacité : de 99.9 à 99.99 % de toutes les gouttelettes d'une taille supérieure de 5 à 10 microns.

En général, cependant, la quantité de liquide à l'entrée ne doit pas dépasser 5 % du poids et des précautions spéciales, notamment des chambres primaires de décantation doivent être prévues s'il y a possibilité de bouchons.

Le deuxième avantage est leur compacité particulièrement appréciée sur plate-forme.

II-4. ÉLIMINATEURS DE GOUTTELETTES (« DEMISTERS »)

Ils sont recommandés sur les services où il faut un entraînement minimum de gouttelettes, par exemple les aspirations des compresseurs, les livraisons de gaz commercial.

Il en existe deux types principaux : tressés et à plaques. Tous deux utilisent l'effet d'agglomération, le second, en plus, utilise l'effet de centrifugation, vu les changements de direction.

Les principales caractéristiques en sont :

- Diamètre des mailles: 0.008 - 0.03 cm
- Épaisseur du matelas: 100 m à 150 mm

D'après les fabricants, 98 à 99 % des particules de taille supérieure à 10 - 20 microns sont ainsi enlevées.

Ces éliminateurs doivent cependant être utilisés avec prudence car ils peuvent facilement s'encrasser ou même se boucher, par exemple avec des sédiments, des paraffines, des produits de corrosion.

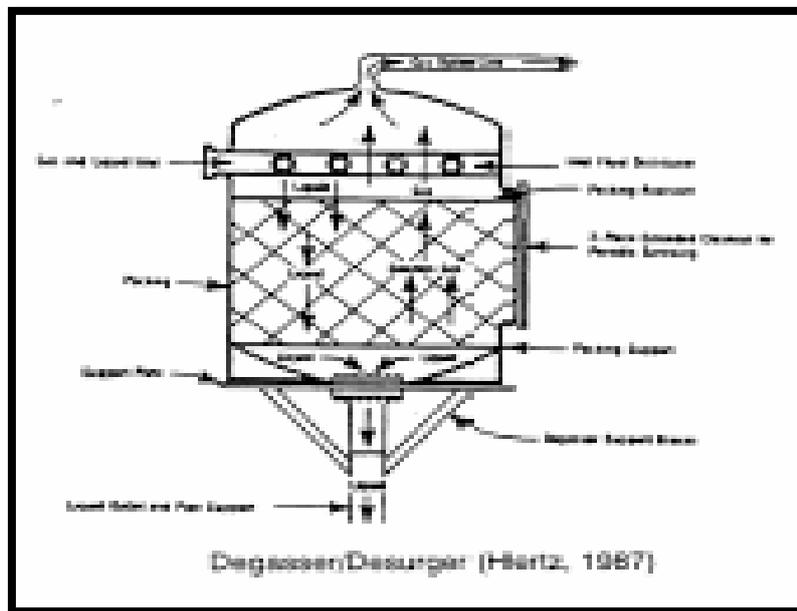


Figure II-25: Vue en coupe d'un Demister

II-5. LE SLUG CATCHER

C'est une installation qui sert de tampon en sortie de ligne ; son rôle est d'absorber les « bouchons de liquide » qui se forment dans les pipes di ou tri phasiques.

Il permet donc, d'amortir l'irrégularité de débit de chacune des phases (liquide ou vapeur), 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[2]

II-6.AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTS TYPES

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

1 : Le plus favorable 2 : Intermédiaire 3 : Le moins favorable

Table II-2 : Comparaison des performances des différents types de séparateurs

II-7. Conclusion:

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

Nous consacrons le chapitre suivant pour le calcul et dimensionnement de deux types de séparateurs cylindriques à axe horizontal et vertical.

Chapitre III

Méthodes de Calcul et Dimensionnement d'un Séparateur

III-1.Introduction :

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

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

Le but de cet exposé sera donc de donner les principes et méthodes générales de dimensionnement, ainsi que des valeurs typiques pour un certain nombre de services.

Il est à noter cependant que ces méthodes ne peuvent couvrir certains appareils plus ou moins brevetés (treater-heaters, séparateurs cycloniques,...), dont les méthodes de dimensionnement appartiennent à leurs constructeurs.

III-2.Dimensionnement d'un séparateur vertical :

III-2-1.Principe de calcul :

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

A - Pour le débit gazeux, on limite la vitesse du gaz dans le séparateur de façon à ne pas avoir de gouttelettes de liquide entraînées par le gaz.

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

B - Pour le débit liquide, on doit s'assurer que celui-ci séjourne suffisamment dans le séparateur pour que le dégazage s'effectue complètement. On se fixe donc un temps de rétention suffisant (de 1 à plusieurs minutes), ce qui permet de déterminer le volume à offrir au liquide, donc finalement un diamètre et une longueur au séparateur.

III-2-1-1. Calcul de la capacité en GAZ d'un séparateur vertical :

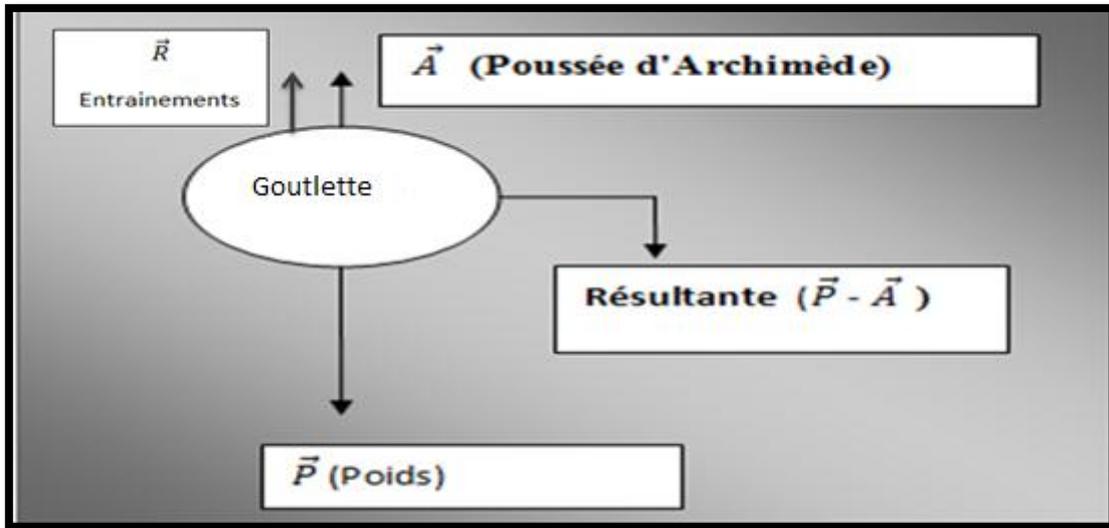


Figure III-1 : présentation Entraînement de force sur séparateur vertical [3]

Conditions de non entraînement.

On établira la relation exprimant la condition de non entraînement sur un séparateur vertical.

Soit donc un séparateur vertical fonctionnant à la pression **p** et à la température **T**.

Un calcul préliminaire de Flash permet de déterminer les quantités de gaz et de liquide et les caractéristiques des deux fluides (compositions, masses spécifiques).

Soit ρ_v et ρ_l , les masses spécifiques du gaz et du liquide dans les conditions du séparateur, c'est-à-dire, à **p** et **T**.

Considérons une gouttelette de liquide supposée sphérique de diamètre ' D ' en suspension dans le gaz.

Elle est soumise à trois forces :

A - Son poids P :

$P = (\text{volume gouttelette}) \times (\text{masse volumique du liquide}) \times (\text{accélérations de la pesanteur}).$

$$P = \frac{\pi D^3}{6} \cdot \rho_l \cdot g \dots \dots \dots \text{III.1 [11]}$$

B - La poussée d'Archimède A :

$A = \text{Poids du volume de gaz déplacé}.$

$A = (\text{volume gouttelette}) \times (\text{masse volumique du gaz}) \times (\text{accélérations de la pesanteur}).$

$$A = \frac{\pi D^3}{6} \cdot \rho_v \cdot g \dots \dots \dots \text{III.2 [11]}$$

C - Une force "aérodynamique" R :

Exercée par le courant de gaz qui se déplace à une vitesse moyenne **V**. Cette force est de la forme.

$$R = K \frac{\pi D^2}{4} \cdot V^2 \cdot \rho_v \dots \dots \dots \text{III.3 [3]}$$

K : étant une constante qui dépend entre autres de la forme de la gouttelette et des conditions d'écoulement du gaz.

$\frac{\pi D^2}{4}$: Le "Maître couple" de la sphère.

V : La vitesse du gaz.

ρ_v : La masse volumique du gaz.

La résultante **F** des trois forces a pour valeur :

$$F = P - A - R$$

$$F = P - (A + R)$$

En effet, **P** est dirigé vers le bas, **A** et **R** vers le haut.

Si la résultante **F** est dirigée vers le haut, la gouttelette sera entraînée par le gaz.

Dans ce cas : $A + R > P$.

Si la résultante **F** est dirigée vers le bas, la gouttelette tombera au fond du séparateur.

Cas, $A + R < P$.

A la limite, si $F = 0$, c'est-à-dire, que les forces **A** et **R** équilibrent le poids **P**, la gouttelette restera en suspension dans le courant gazeux.

La condition $F = 0$, c'est-à-dire, $P = A + R$ est la condition limite de non entraînement.

Remplaçons **P**, **A** et **R** par leurs valeurs ;

$$K \frac{\pi D^2}{4} \cdot V^2 \cdot \rho_v + \frac{\pi D^3}{6} \cdot \rho_v \cdot g = \frac{\pi D^3}{6} \cdot \rho_l \cdot g \dots \dots \dots \text{III.3}$$

On en tire : $V^2 = \frac{2D \cdot g}{3k_a} \cdot \frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}$

K est une constante égale à $\sqrt{\frac{2g}{3k_a}}$ [8]

D'où $V = K\sqrt{D} \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}}$ (D = diamètre de la particule) [8]

Cette expression donne la vitesse maximum autorisée pour le gaz traversant un séparateur pour qu'une particule liquide de diamètre D ne soit pas entraînée.

En pratique on se fixe comme dimension minima des particules à retenir : 20 microns. On admet donc un certain entraînement de particules de diamètre inférieur.

La condition de non entraînement peut donc s'écrire :

$$V = K \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}} \dots \dots \dots \text{III.4 [7]}$$

V : vitesse limite du gaz [6]

S : la section de passage affecté au gaz (pour un séparateur vertical)

$S = \frac{\pi D^2}{4}$ On a:

$$Q = SV = \frac{\pi D^2}{4} \cdot K \cdot \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}} \dots \dots \dots \text{III.5 [4]}$$

D : diamètre du séparateur

Q : débit maxi possible mesuré à pet T.

Pour un débit Q_0 ramené aux conditions normales p_0 et T_0

$pQ = ZRT$ (1)

Z : facteur de compressibilité.

R : constante moléculaire du gaz.

$p_0 Q_0 = R t_0$ (2) [4]

$\frac{Q}{Q_0} = \frac{p_0}{P} Z \frac{T}{T_0}$ D'où avec les équations (1) et (2)

$$Q = Q_0 \frac{p_0}{T_0} Z \frac{T}{T_0} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot K \cdot \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}} \dots \dots \dots \text{III.6 [4]}$$

$$Q_0 = \frac{\pi D^2}{4} K \frac{p_0}{T_0} \frac{P}{ZT} \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}} \dots \text{III.7 [4]}$$

Formule pratique pour un séparateur vertical

$$Q_0 = 19.54 K \frac{P}{ZT} D^2 \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}} \dots \text{III.8 [4]}$$

Avec : Q_0 = débit en $10^6 \text{ m}^3/\text{j}$

P = kg/cm² absolu

T = °K = (°C + 273)

ρ_l : Masses volumique en g/cm³ à pet T

ρ_v : Masses volumique en g/cm³ à p et T

D : diamètre intérieur du séparateur, en [m]

$K = K_V$ En m/s

Calcul de K :

La formule généralement employée est celle de R.N. WATKINS "Sizing Separators and Accumulators". Hydrocarbon Processing - Novembre 1967, Vol. 46, n° 11.

Pour des ballons verticaux :

$$K_V = f\left(\frac{w_l}{w_v} \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_l}}\right) \dots \text{III.9 [13]}$$

Avec : w_l = débit liquide massique

w_v = débit vapeur massique

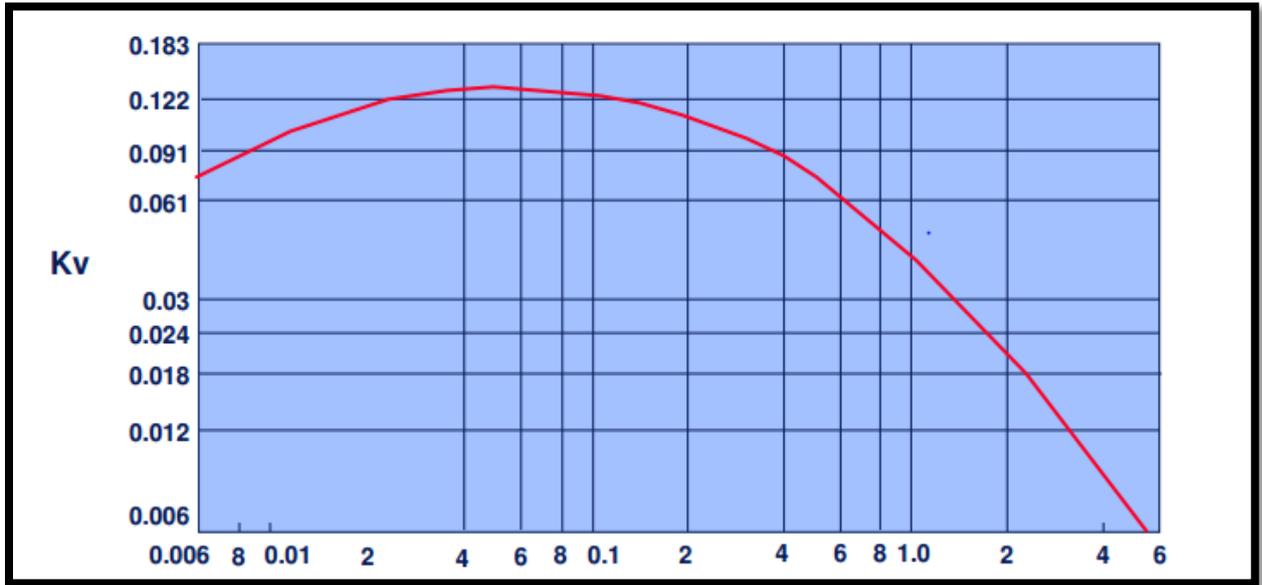
Cette formule peut s'écrire en termes de (GOR) P.T. :

Avec : $\frac{w_l}{w_v} = \frac{1}{(GOR)_{p.T}}$

$$K_V = f\left(\frac{1}{(GOR)_{p.T}} \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_l}}\right) \dots \text{III.10 [13]}$$

Section mini du séparateur

$$S = \frac{Q_v}{v_{\max}} , s = \frac{\pi D^2}{4} \quad \text{D'où} \quad D_{\min} = 2 \sqrt{\frac{Q_v}{v_{\max} \cdot \pi}}$$



$$\frac{w_l}{w_v} \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_l}} = \frac{1}{(GOR)p \cdot t} \sqrt{\frac{\rho_l}{\rho_v}}$$

Figure III – 2: facture de vitesse de vapeur de conception pour le vertical [3]

III-2-1-2. Calcul de la capacité en LIQUIDE d'un séparateur vertical :

Comme pour la capacité en gaz, nous raisonnerons sur le cas d'un séparateur vertical.

On déterminera un temps de séjour suffisant pour l'huile dans le séparateur appelé temps de passage T. Si Q est le débit liquide, V_{vol} est le volume à offrir au liquide dans le séparateur :

$$T = \frac{V_{vol}}{Q} \dots \dots \dots \text{III.11 [7]}$$

Pour un séparateur vertical de diamètre D, équipé d'une régulation de niveau placée à une hauteur h au-dessus du fond, le volume offert au liquide sera :

$$V_{vol} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot h \dots \dots \dots \text{III.12 [7]}$$

Donc le débit maximum de liquide admissible sera :

$$Q = \frac{\pi D^2 h}{4 T} \dots \dots \dots \text{III.13 [7]}$$

D : diamètre de séparateur

T : étant le temps de passage dans le séparateur.

Pour ce temps de passage, deux considérations :

- temps de décantation,
- temps de rétention,

Sont à prendre en compte dans ce calcul.

- **Temps de décantation**

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

Le dessin ci-dessous, représente schématiquement pour un séparateur, les différents trajets des gouttelettes dans les cas les plus défavorables à la décantation, c'est-à-dire :

- bulle de gaz au fond,
- gouttelettes d'huile au fond,
- gouttelettes d'eau à l'interface huile/gaz.

En pratique, cependant, ne sont calculées ou prises en compte que les décantations des gouttelettes d'eau et d'huile.

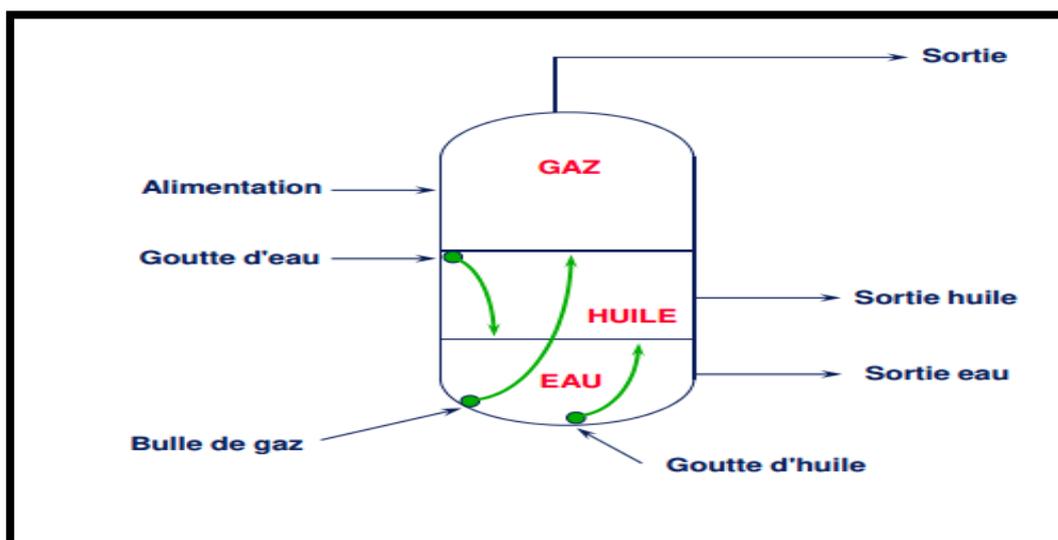


Figure III-3 : Temps de décantation [3]

Calcul des vitesses de décantation :

La vitesse de chute V de la goutte liquide est calculée généralement d'après la formule de STOKES :

$$V = \frac{g \cdot D_0^2 (\rho_l - \rho_v)}{18 \mu_c} \dots \dots \dots \text{III.14 [13]}$$

Avec :

V : vitesse de décantation en cm/s

D_0 : Diamètre de la gouttelette en centimètres

ρ_l : Masse spécifique de la gouttelette

ρ_v : Masse spécifique du gaz à p et T

g: accélération de la pesanteur en cm/s²

μ_c : viscosité de la phase continue à travers laquelle les gouttelettes décantent, en Poises

Il est à noter que la taille des particules dépend de nombreux facteurs et notamment de l'énergie de mélange, de la viscosité, de la tension notamment de l'énergie de mélange, de la viscosité, de la tension inter faciale, d'agents tensio-actifs, sans qu'aucune loi, même empirique, ait pu être établie pour le diamètre des particules. Aussi emploie-t-on généralement les valeurs empiriques suivantes :

Système	Diamètre des gouttes
eau	0.12 mm
brut ou naphta	0.12 mm
soude	0.15 mm

Tableaux III-1 : Diamètre de gouttelette pour différentes substances [3]

- Temps de rétention

Il correspond à la valeur obtenue en prenant le volume mesuré entre le niveau moyen et le niveau bas, le niveau moyen étant, en général, situé au milieu du ballon. Il y a lieu en effet d'assurer un volume tampon minimal pour le traitement ultérieur des phases liquides. Cependant, ces temps ne sont, en général, pas à être rajoutés aux temps minimaux de décantation.

Les valeurs des temps de rétention données pour quelques services types, sont des valeurs moyennes et doivent être corrigées par l'expérience si possible et notamment pour les slugs catchers, les séparateurs de tête de puits, les tendances au moussage...

Séparation biphasique		Séparation triphasique ($t_{r0} = t_{rw}$)		
Densité (°API)	Temps de rétention (min)	Densité (°API)	Température (°F)	Temps de rétention (min)
>35	1	>35	-	3 à 5
20-30	1 à 2	<35	100+	5 à 10
10-20	2 à 4		80-100	10 à 20
			60-80	20 à 30

Figure III- 4 : Temps de rétention [2]

III-3. Dimensionnement d'un séparateur horizontal :

III-3-1. Capacité en gaz d'un séparateur horizontal :

On établit la condition de non entraînement comme pour un séparateur vertical, Toutefois, lorsqu'on fait le bilan des forces appliquées à une gouttelette, on constate que la force dite "aérodynamique" R est perpendiculaire aux forces P et A .

La particule décrit une trajectoire dans le séparateur et on exprime la condition de non entraînement en écrivant que cette trajectoire atteint le niveau liquide à l'intérieur du séparateur. On doit donc prendre en compte la longueur L du séparateur.

Par ailleurs, si on passe de la vitesse au débit, la section de passage du gaz à prendre en compte n'est plus la section totale du séparateur, mais une fraction de celle-ci puisqu'on doit déduire la surface occupée par le liquide.

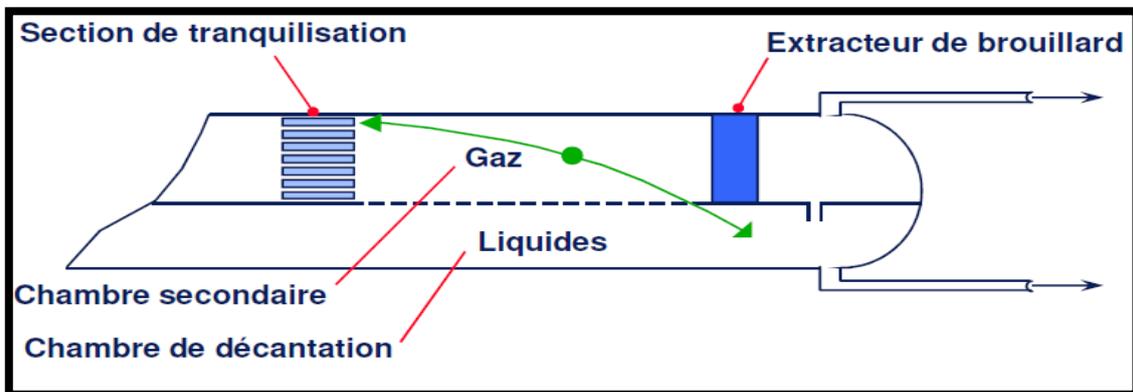


Figure III-5 : exemple séparateur [3]

Entraînement de séparateur horizontal :

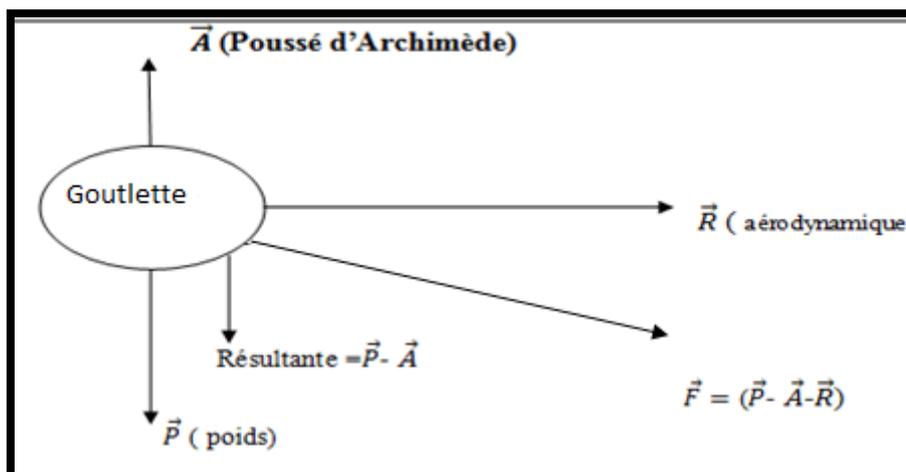


Figure III - 6: présentation d'entrainement des forces pour Séparateur horizontal [3]

Chapitre III : Méthodes de Calcul et Dimensionnement d'un Séparateur

Le calcul montre également que si l'on ne prend pas de précautions à l'entrée du mélange (distributeur, entrée centrifuge...), il y a projection du liquide sur la paroi opposée et donc pulvérisation.

La formule pratique de capacité en débit gazeux maximum d'un séparateur horizontal que l'on peut adopter dans de nombreux cas est la suivante :

$$Q_0 = 3,643 \cdot 10^3 K \cdot \frac{p}{ZT} \cdot D^2 (1 - \alpha) \cdot L^{0.56} \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_V}{\rho_V}} \dots \text{III.15 [4]}$$

À $T_0 = 15^\circ \text{C}$, $P_0 = 760 \text{ mm Hg}$.

Q_0 : En m^3/jour ($15^\circ \text{C}/760 \text{ mm Hg}$)

p: en bars

D : diamètre en pouces (25.4 mm)

L : en pieds (0,3 mètres)

T : en $^\circ\text{K}$ ($1^\circ \text{K} = 1^\circ \text{C} + 273$)

ρ_L, ρ_V : Masses spécifiques en $\text{grammes}/\text{cm}^3$ calculées à p et T

K: $K_V \times 1.25$ (K horizontal = K vertical $\times 1.25$)

Valeurs de α :

H étant la hauteur de liquide au-dessus du fond et D le diamètre du séparateur ;

H/D	0.5	0.45	0.40	0.35	0.30	0.25	0.20	0.15	0.10
α	0.5	0.436	0.373	0.312	0.252	0.195	0.142	0.09	0.05

Tableaux III-2 : les valeurs de α en fonction de **H/D** [3]

Valeurs de $L^{0.56}$ pour les dimensions usuelles ;

L_{ft}	5'	7' 6"	10'	15'	20'
$L^{0.56}$	2.173	3.091	3.631	4.556	5.353

Tableaux III-3 : Valeurs de $L^{0.56}$ en fonction L_{ft} [3]

III-3-2. Capacité en liquide d'un séparateur horizontal :

Le calcul est le même que pour un séparateur vertical. Si h est la hauteur de liquide au-dessus du fond, le volume offert au liquide est :

$$V_{\text{vol}} = \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot \alpha \cdot L \dots \dots \dots \text{III.16 [9]}$$

α : ayant la signification et l'une des valeurs précédemment définie fonction de h hauteur de liquide (voir tableau précédent).

Si Q est le débit maximum et T le temps de passage on aura Q à p et T °C :

$$Q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \alpha \cdot \frac{L}{T} \dots \dots \dots \text{III.17 [9]}$$

Comme pour les séparateurs verticaux, deux considérations à prendre pour T :

- Temps de décantation
- Temps de rétention.

A) Temps de décantation :

Prenons par exemple **la gouttelette huile dans la phase aqueuse**

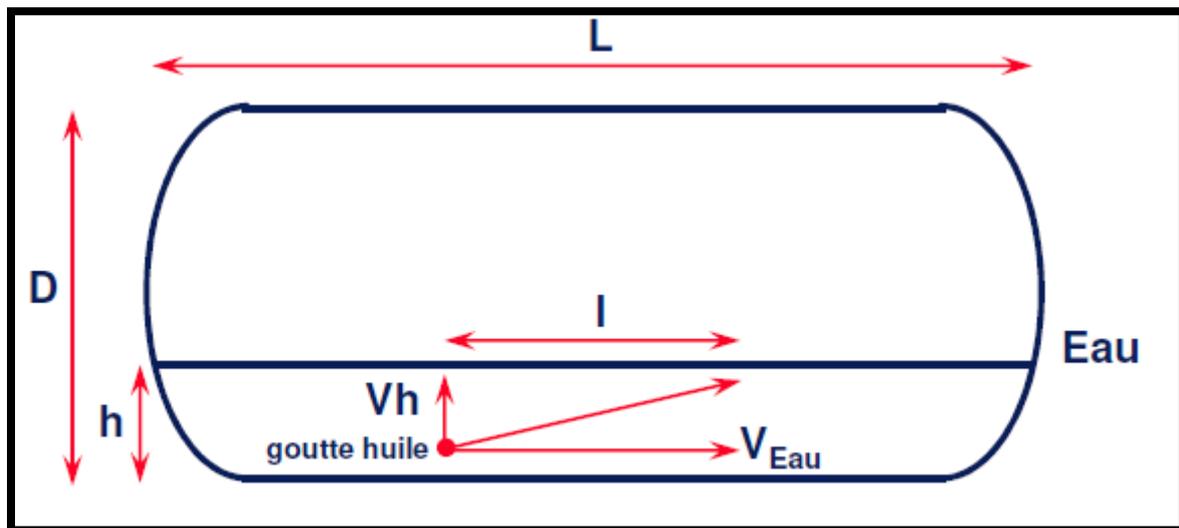


Figure III-7 : temps de rétention [3]

h : hauteur couche continue (eau)

V_h : vitesse de décantation gouttelette huile (ascensionnelle)

V_{eau} : vitesse de déplacement de la phase continue eau (horizontale)

l : longueur de décantation mini

t_d : Temps de décantation.

Il s'agit donc de vérifier que la longueur du séparateur L est au moins égale à celle de la décantation minimale.

Puisque :

$$t_d = \frac{h}{V_h} \dots \dots \dots \text{III.18 [3]}$$

$$l = t_d \times V_{\text{eau}} \dots \dots \dots \text{III.19 [4]}$$

$$V_{\text{eau}} = \frac{\text{débit eau}}{\text{section phase eau}} = \frac{Q_{\text{eau}}}{S}$$

On établit ainsi que :

$$l = \frac{Q_e \cdot h}{S \cdot V_h} \dots \dots \dots \text{III.20 [4]}$$

Donc si **Q_e**, **D** et **h** sont fixés (et donc **S**), et si on calcule **V_h**, on obtiendra l qui est égale à la longueur minimale à donner au ballon pour avoir une décantation correcte de l'huile.

Note :

Comme les mêmes raisonnements et calculs peuvent s'appliquer aux gouttelettes de liquide qui tombent dans le gaz, on voit l'intérêt de demisters constitués de plaques parallèles qui permettent de réduire "h" et donc la longueur minimale "L".

Calcul des vitesses de décantation :

La cinétique de décantation est régie par la loi de STOCKES : c'est la loi qui est généralement applicable :

$$V = \frac{g \cdot D_0^2 \cdot (\rho_e - \rho_h)}{18 \mu_c} \dots \dots \dots \text{III.21 [7]}$$

V: vitesse de décantation centimètre/seconde

D₀: Diamètre de la gouttelette, en centimètres

ρ_e : Masse spécifique eau

ρ_h : masse spécifique huile

μ_c: viscosité de la phase continue à travers laquelle les gouttelettes décantent, en Poises

g : 981 cm/sec²

B) Temps de rétention :

Même définition que pour les séparateurs verticaux, Exemple de quelques temps de rétention (séparateurs verticaux -horizontaux).

Les valeurs données pour quelques services types sont des valeurs moyennes et doivent être corrigées par l'expérience si possible et notamment pour les slugscatchers, les séparateurs de tête de puits, les tendances au moussage.

B-1. Ballon séparateur huile/gaz :

Ce temps est très variable selon le brut, de 2' (horizontaux cylindriques) à 5' généralement mais jusqu'à 10 ou même 30 minutes sur bruts moussants sans anti mousse ou particulièrement visqueux.

FRICK (Petroleum Production Handbook p.11.31) donne des temps de Rétention minimaux selon la pression, comme suit :

- Temps de rétention
0-40 bars : 1 minute / Au-dessus : 30 secondes
40-74 bars : 50 secondes

B-2. Séparateur hydrocarbures/glycols :

La durée de rupture des émulsions dépend principalement de la température et à un moindre degré du rapport HC/glycols, Les valeurs citées dans la littérature sont de 2 à 4 minutes quand la température varie de 27° C à 4° C par exemple.

B-3. Ballon de reflux de colonne :

15' pour l'alimentation d'un four ou 5' sur reflux ou 2' sur produit vers stockage, Seule est à prendre en considération la plus grande de ces valeurs.

B-4. Ballon d'aspirations de compresseur (SCRUBBER) :

10' de production maxi de condensat ou 5' de circulation d'huile pauvre pour un gaz venant d'un Absorbeur.

B-5. Ballon de fuel gaz :

Il doit pouvoir contenir le volume compris dans 10 m de tuyauterie d'alimentation (bouchon).

B-6. Ballon de blow down :

Son volume doit être au moins égal au volume correspondant à environ 5' du débit d'alimentation.

B-7. Ballon de vapeur :

Il doit contenir 5' - 10' du débit d'eau d'alimentation. Seule l'expérience permet de déterminer pour un effluent donné, le temps de rétention à adopter, On devra prendre en considération en particulier la différence de masse spécifique entre le liquide et le gaz.

Si celle-ci est importante, un faible temps de rétention pourra être adopté, La pression et la température interviendront également. A basse température, les temps de rétention seront généralement importants. En règle générale, le temps de rétention minimum sera de l'ordre de 1 minute pour atteindre couramment 3 à 5 minutes.

Des temps de rétention plus importants sont nécessaires dans les cas spéciaux.

III-4.conclusion :

Le dimensionnement de séparateur triphasique (oil, water, gaz) se base sur le débit liquide et le débit gazeux et aussi sur la capacité en gaz et en liquide soit dans un séparateur horizontal ou vertical

Dans le chapitre qui suit, nous allons nous intéresser à la simulation de deux types de séparateurs cylindriques à axe horizontal et vertical 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.

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 Process Flow Diagram).
- 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. [5]

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 (WinSim), HYSYS (Hyprotech), PRO/II (Simulation Sciences), PROSIM
- Dynamiques : HYSYS (Hyprotech), ASPEN DYNAMICS (Aspen Technologies), DesigIde (WinSim), 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). [5]

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.

IV-4. Concepts et caractéristiques du simulateur HYSYS

IV-4-1. Concepts de base du simulateur HYSYS

HYSYS est un simulateur de conception orientée-objets. Tout changement spécifié sur un Élément est répercuté dans tout le modèle.

C'est un logiciel de simulation interactif intégrant la gestion d'événements (Event driven) : C'est-à-dire qu'à tout moment, un accès instantané à l'information est possible, de même que toute nouvelle information est traitée sur demande et que les calculs qui en découlent s'effectuent de manière automatique.

Deuxièmement, il allie le concept d'opérations modulaires.

À celui de résolution non-séquentielle. Non seulement toute nouvelle information est traitée dès son arrivée mais elle est propagée tout au long du Flowsheet.

Dans ce qui suit, on définit les principaux concepts de base et vocabulaires associés, qui sont utilisés pendant les étapes de construction d'un modèle dans le simulateur HYSYS

[HYSYS v 7.3] : [5]

- « Flowsheet » : c'est un ensemble d'objets « FlowsheetElements » (courants de matière, d'énergie, d'opérations unitaires, de variables opératoires) qui constituent tout ou une partie du procédé simulé et qui utilisent la même base de données thermodynamique « FluidPackage ».

Ce simulateur possède une Architecture Multi-Flowsheet : il n'y a pas de limite par rapport au nombre de Flowsheets. On peut préalablement construire des Flowsheets pour les utiliser dans une autre simulation, ou organiser la description de procédés complexes en le scindant en sous-Flowsheets qui sont des modèles plus concis (ceci permet de hiérarchiser un processus très complexe).

Il possède un certain nombre d'entités particulières : un « Process Flow Diagram » (PFD), un « Workbook ».

- « Fluid Package » : il permet de définir les composants chimiques présents dans le procédé simulé et leur affecte les propriétés chimiques et physiques contenues dans la base de données des corps purs. Il permet aussi de définir les modèles thermodynamiques qui seront utilisés pour le calcul des propriétés des mélanges et de définir les cinétiques des réactions chimiques mises en jeu dans le procédé.
- « Process Flow Diagram » : ce diagramme permet de visualiser les courants et les opérations unitaires, représentées par des symboles dans le « Flowsheet », ainsi que la connectivité entre les courants, les opérations unitaires et les tableaux des propriétés des courants.
- « Workbook » : il permet d'avoir accès à l'information sur les courants et les opérations unitaires sous forme de tableau de données.

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

- « Desktop » : c'est l'espace principal de HYSYS pour visualiser les fenêtres lors de la conception.
- « Propertyview » : il contient l'information décrivant un objet (opération ou courant)
- « Simulation Case » (fichier de simulation) : c'est l'ensemble des « Fluid Packages », « Flowsheets » et « FlowsheetElements » qui constituent le modèle.

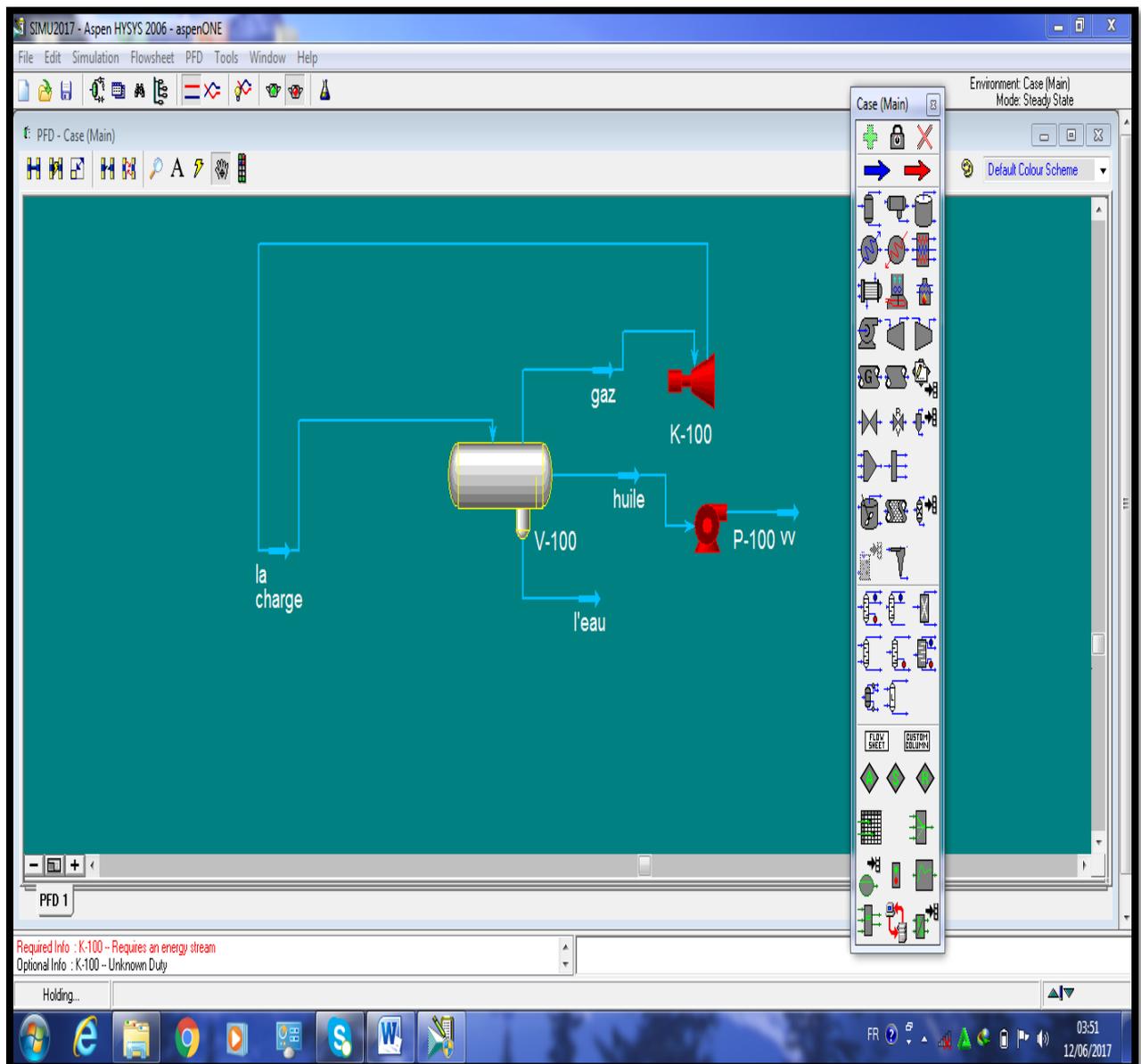


Figure IV-1: Exemple simulation programme HYSYS v 7.3

IV-5. Les modèles thermodynamiques de HYSYS

IV-5-1. 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 générale 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. [5]

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.

$$P = \frac{R.T}{V-b} - \frac{a}{\sqrt{T} \cdot V(V+b)} \dots\dots\dots IV.1$$

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).

$$P = \frac{R.T}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \dots\dots\dots IV.2$$

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:

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

Le coefficient m est calculé en fonction du facteur acentrique ω:

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

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 .

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 :

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

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

$$a = 0.45724 \cdot \frac{R^2 \cdot T^2}{P_c} a(T_R) \dots \dots \dots \text{IV.7}$$

Le terme $a(T_R)$ 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.

Domaines d'applications de l'équation de PENG ROBINSON :

Equation	Température °C	Pression en Kpa
PR	>-271	100000

Tableaux IV-1 : Domaine d'application de l'équation PR [5]

IV-6. Partie simulation et discussion des résultats :

Dans cette partie on doit simuler un cas réel avec un logiciel **HYSYS** et présenter les résultats obtenus et en discuter sur les composants séparés.

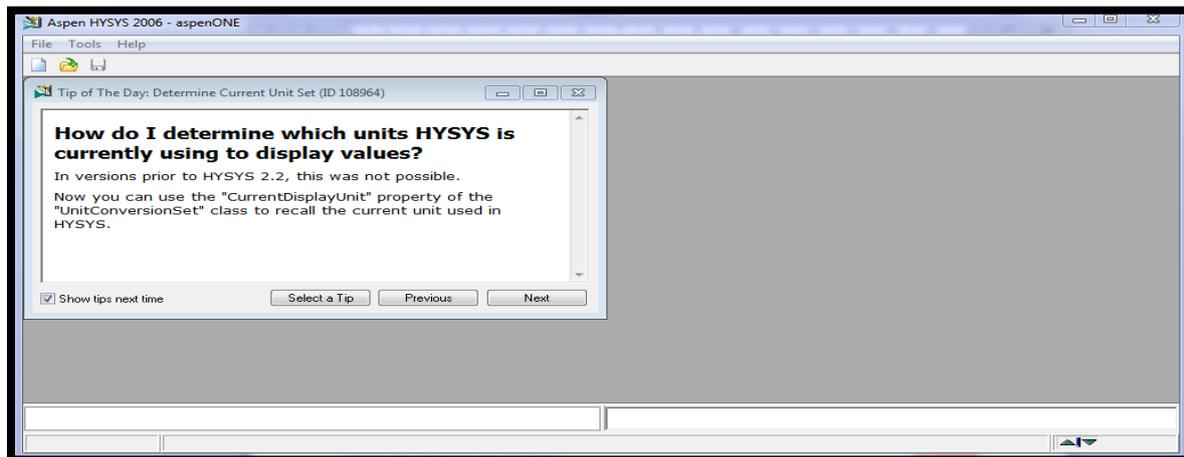
Pour simuler un cas il faut d'abord un composant d'un produit hydrocarbure et pour notre travail on n'a ramené un composant à partir de l'UTBS, l'unité de traitement du brut sud qui a été mise en marche en août 2010 pour assurer le bon traitement du brut sud et satisfaire la demande du marché.

L'UTBS reçoit le brut provenant de six champs satellites du sud de HASSI MESSAOUD et aussi une nouvelle ligne de dessalement posée provenant du CIS qui sont collectés dans le manifold, puis l'huile subit divers traitements pour répondre aux normes exigées, en suite l'expédier vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra.

IV-7. Méthode de la simulation avec le logiciel HYSYS :

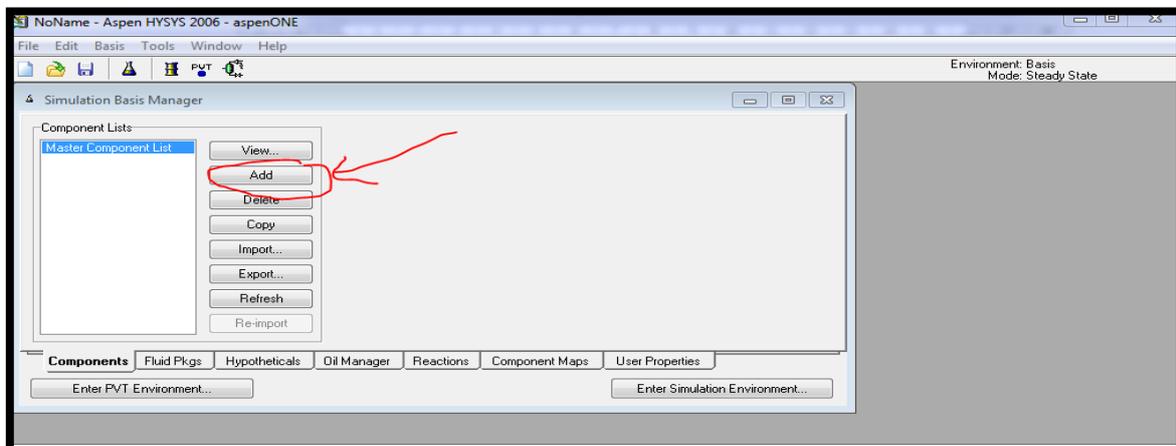
Pour la simulation il faut suivre les étapes suivantes :

- 1) Entrer dans le logiciel HYSYS



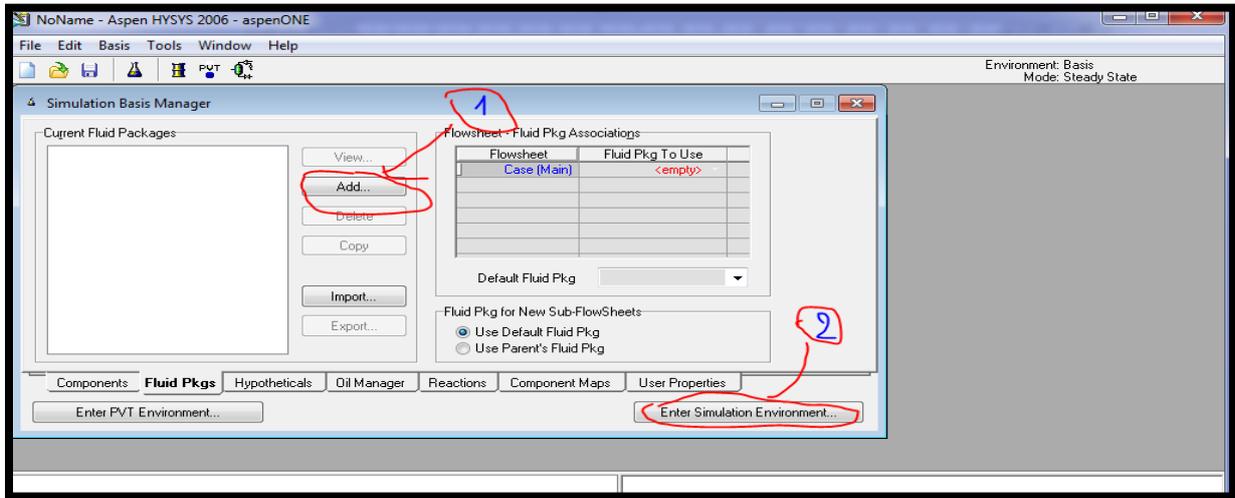
- 2) Cliquer sur file new case.

- 3) Cliquer sur composant add puis entrer les composants de la charge et fermer la fenêtre.



CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

- 4) Entré dans fluides pkgs puis add et choisir Peng Robinsons et quitter la fenêtre et cliquer sur entre simulation.



IV-8.La simulation :

Notre travail présente une simulation de calcul et dimensionnement d'un séparateur de type cylindrique dans ses deux positions (i.e.) 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/ou de gaz qui est caractérisée par le GOR (Gas-oil-Ratio).

❖ Puits de brut

A. Simulation en utilisant un séparateur horizontal :

Caractéristiques du brut de l'UTBS :

Température	°C	50
Pression	bar	6
Débit volumique	m ³ /j	10800
Composition %	N2	0,17
	CO2	0,28
	CH4	1,87
	C2H6	4,37
	C3H8	6,56
	C4H10	1,46
	C4H10	4,37
	C5H12	2,6
	C5H12	8,85
	C6H14	7,19
	C7H16	8,12
	C8H18	5,83
	C9H20	6,04
	C10H22	5,62
	C11H24	4,37
C12H26	15,62	
H2O	16,66	
Total	100	

Tableaux IV-2 : compositions d'un brut UTBS [10]

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Après la simulation on obtient les résultats suivants ;

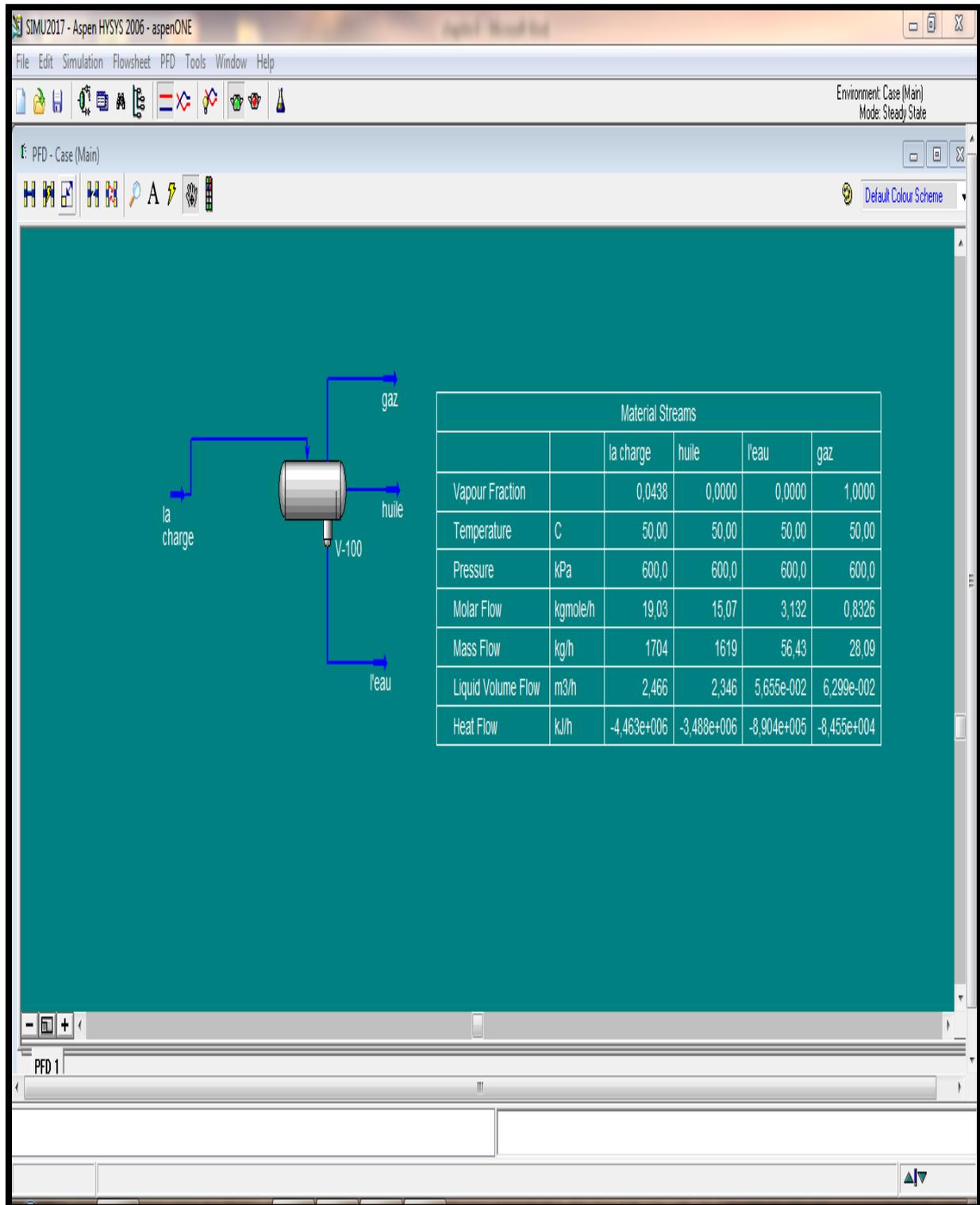


Figure IV-2: Fenêtre de Schéma général de notre séparation de produit hydrocarbure par le logiciel HYSYS

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Propriétés :

Name	la charge	huile	gaz	l'eau
Molecular Weight	89,52	107,5	33,74	18,02
Molar Density [kgmole/m3]	3,154	6,253	0,2335	54,86
Mass Density [kg/m3]	282,4	672,0	7,876	988,4
Act. Volume Flow [m3/h]	6,033	2,409	3,566	5,709e-002
Mass Enthalpy [kJ/kg]	-2620	-2155	-3010	-1,578e+004
Mass Entropy [kJ/kg-C]	1,786	1,670	5,365	3,328
Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	207,1	242,0	63,33	77,83
Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,314	2,252	1,877	4,320
Lower Heating Value [kJ/kgmole]	3,877e+006	4,816e+006	1,463e+006	3,200e-002
Mass Lower Heating Value [kJ/kg]	4,331e+004	4,481e+004	4,337e+004	1,776e-003
Phase Fraction [Vol. Basis]	2,554e-002	<empty>	<empty>	<empty>
Phase Fraction [Mass Basis]	1,649e-002	2,122e-314	2,122e-314	2,122e-314
Partial Pressure of CO2 [kPa]	17,82	0,0000	17,82	0,0000
Cost Based on Flow [Cost/s]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	<empty>	<empty>	3,566	<empty>
Avg. Liq. Density [kgmole/m3]	7,717	6,420	13,22	55,39
Specific Heat [kJ/kgmole-C]	207,1	242,0	63,33	77,83
Std. Gas Flow [STD_m3/h]	450,0	356,2	19,69	74,06

Figure IV-5 : Fenêtre des propriétés-séparateur horizontal v-100-

La courbe (p-T) de la mixture :

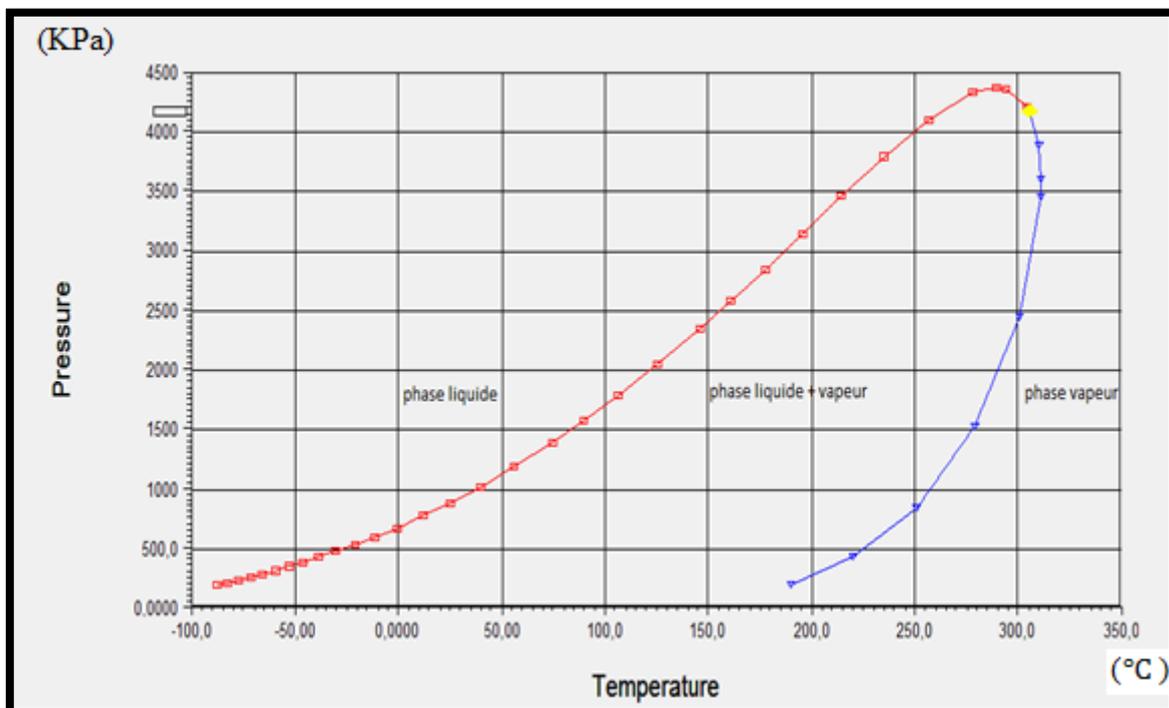


Figure IV- 6 : fenêtre de présentation la courbe P-T

Résultats de dimensionnement du séparateur horizontal :

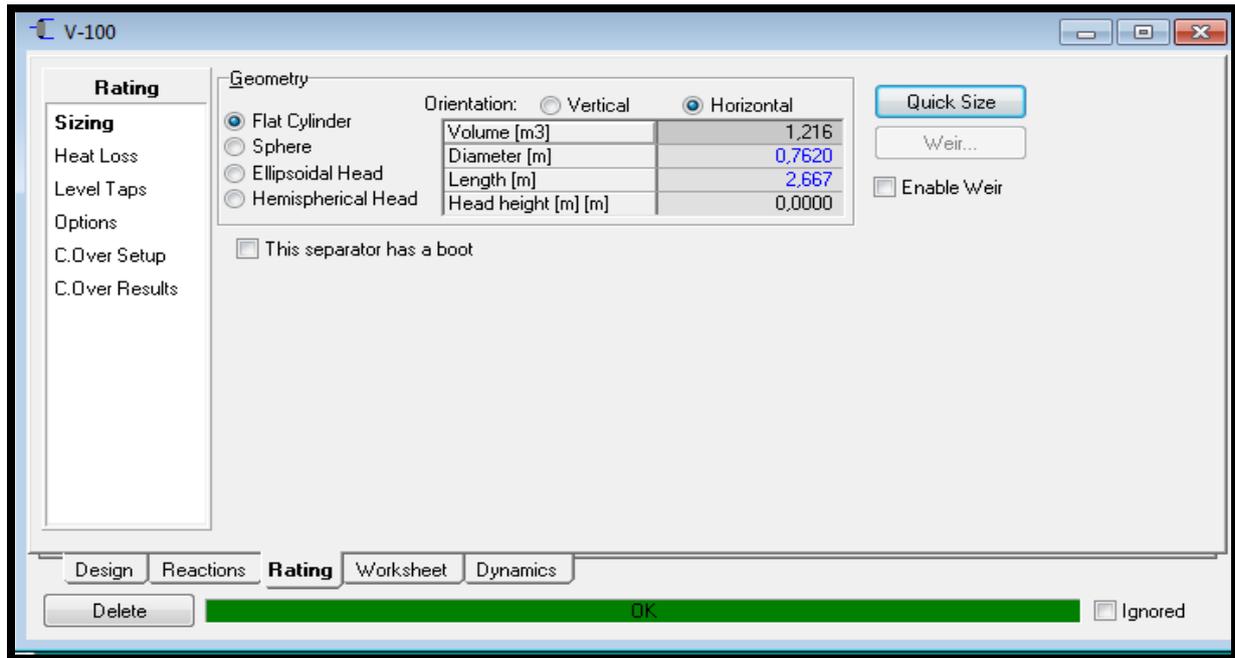


Figure IV-7 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur horizontal

B. Simulation en utilisant un séparateur vertical :

Les résultats sont comme suit :

Composition :

	la charge	huile	gaz	l'eau
Nitrogen	0,0017	0,0003	0,0327	0,0000
CO2	0,0028	0,0019	0,0297	0,0001
Methane	0,0187	0,0079	0,2838	0,0000
Ethane	0,0437	0,0380	0,3106	0,0000
Propane	0,0656	0,0722	0,1935	0,0000
i-Butane	0,0146	0,0173	0,0204	0,0000
n-Butane	0,0437	0,0526	0,0465	0,0000
i-Pentane	0,0260	0,0322	0,0125	0,0000
n-Pentane	0,0885	0,1100	0,0336	0,0000
n-Hexane	0,0719	0,0903	0,0099	0,0000
n-Heptane	0,0812	0,1024	0,0042	0,0000
n-Octane	0,0583	0,0736	0,0011	0,0000
n-Nonane	0,0604	0,0763	0,0004	0,0000
n-Decane	0,0562	0,0710	0,0002	0,0000
n-C11	0,0437	0,0552	0,0000	0,0000
n-C12	0,1562	0,1973	0,0001	0,0000
H2O	0,1666	0,0014	0,0208	0,9999

Figure IV-8 : Fenêtre des compositions - séparateur vertical v-100-

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Conditions :

Name	la charge	huile	gaz	l'eau
Vapour	0,0438	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	50,00	50,00	50,00	50,00
Pressure [kPa]	600,0	600,0	600,0	600,0
Molar Flow [kgmole/h]	19,03	15,07	0,8326	3,132
Mass Flow [kg/h]	1704	1619	28,09	56,43
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	2,466	2,346	6,299e-002	5,655e-002
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,345e+005	-2,316e+005	-1,016e+005	-2,843e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	159,8	179,4	181,0	59,96
Heat Flow [kJ/h]	-4,463e+006	-3,488e+006	-8,455e+004	-8,904e+005

Figure IV-9 : Fenêtre des conditions - séparateur vertical v-100 -

Propriétés :

Name	la charge	huile	gaz	l'eau
Molecular Weight	89,52	107,5	33,74	18,02
Molar Density [kgmole/m3]	3,154	6,253	0,2335	54,86
Mass Density [kg/m3]	282,4	672,0	7,876	988,4
Act. Volume Flow [m3/h]	6,033	2,409	3,566	5,709e-002
Mass Enthalpy [kJ/kg]	-2620	-2155	-3010	-1,578e+004
Mass Entropy [kJ/kg-C]	1,786	1,670	5,365	3,328
Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	207,1	242,0	63,33	77,83
Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,314	2,252	1,877	4,320
Lower Heating Value [kJ/kgmole]	3,877e+006	4,816e+006	1,463e+006	3,200e-002
Mass Lower Heating Value [kJ/kg]	4,331e+004	4,481e+004	4,337e+004	1,776e-003
Phase Fraction [Vol. Basis]	2,554e-002	<empty>	<empty>	<empty>
Phase Fraction [Mass Basis]	1,649e-002	2,122e-314	2,122e-314	2,122e-314
Partial Pressure of CO2 [kPa]	17,82	0,0000	17,82	0,0000
Cost Based on Flow [Cost/s]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	<empty>	<empty>	3,566	<empty>
Avg. Liq. Density [kgmole/m3]	7,717	6,420	13,22	55,39
Specific Heat [kJ/kgmole-C]	207,1	242,0	63,33	77,83

Figure IV- 10 : Fenêtre des propriétés - séparateur vertical v-100 -

La courbe de PT :

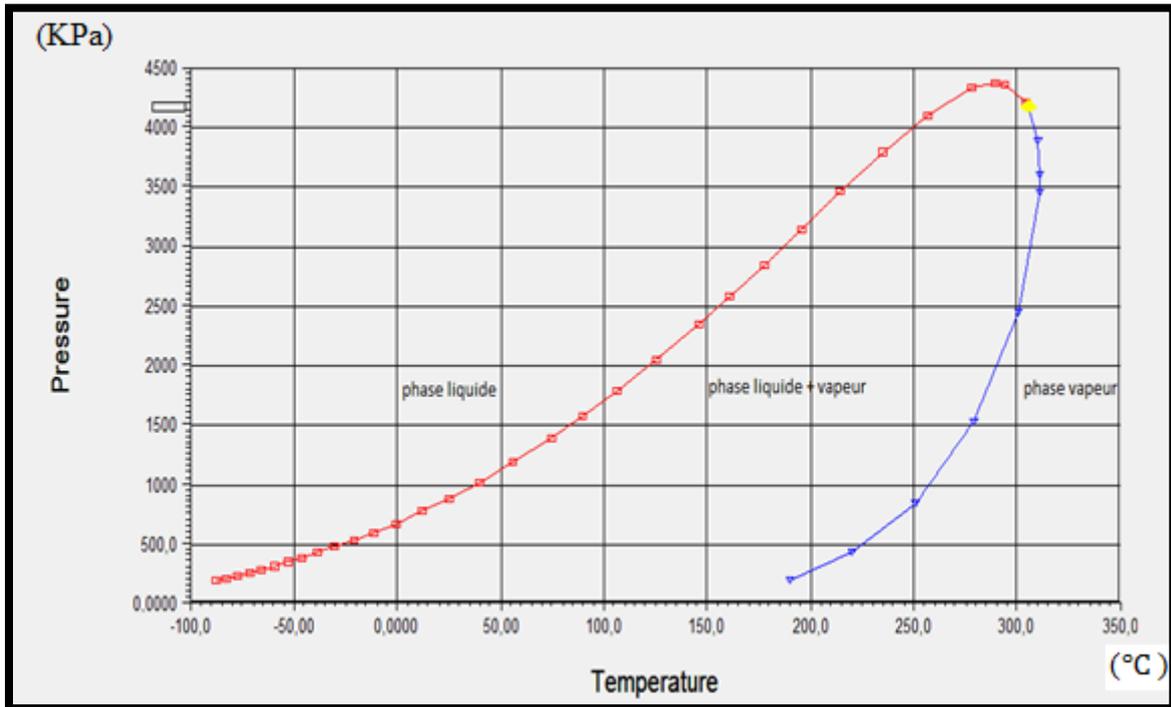


Figure IV-11 : fenêtre de présentation de la courbe p-T

Dimensionnement du séparateur vertical ;

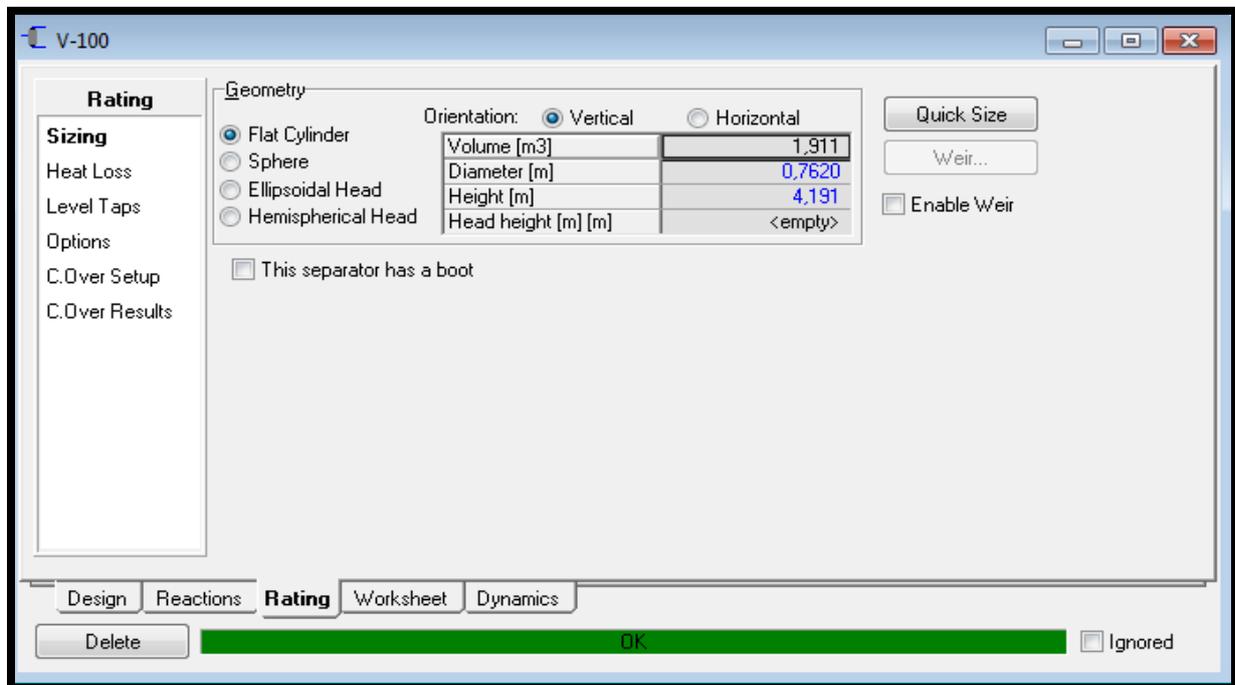


Figure IV-12 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur vertical

Comparaison des résultats de dimensionnement (séparateur vertical vs horizontal) :

séparateur	dimensionnement		
	volume	Diamètre	longueur
vertical	1.911	0.7620	4.191
Horizontal	1.216	0.7620	2.667

Tableaux IV-3 : comparaison entre les deux model de séparateurs

Remarque :

D'après les résultats de simulation pour le choix d'un séparateur horizontal ou vertical, on remarque que le volume maximum obtenu est pour le type vertical. En effet, on a tendance à porter notre choix sur un séparateur horizontal dont le volume est faible par rapport au séparateur vertical. Cependant, la quantité du liquide est beaucoup plus importante que celle du gaz pour une charge de brut dont le GOR est faible, nous amène à choisir le type vertical pour avoir une bonne séparation, notamment des phases liquides (huile –eau).

IV-8-1. Influence des paramètres sur le séparateur vertical:

IV-8-1-1. Influence de température :

Le tableau suivant présente les résultats de simulation pour le dimensionnement d'un séparateur vertical en faisant varier la température de fonctionnement en gardant la pression constante :

Température [°C]	Dimensions du séparateur		
	Volume [m ³]	Longueur [m]	Diamètre [m]
0	1.911	4.191	0.7620
20	1.911	4.191	0.7620
40	1.911	4.191	0.7620
50	1.911	4.191	0.7620
100	1.911	4.191	0.7620
150	0.9786	3.353	0.6096

Tableaux IV- 4 : variation de température dans un séparateur vertical

La courbe suivante représente reproduit le tableau des résultats obtenus :

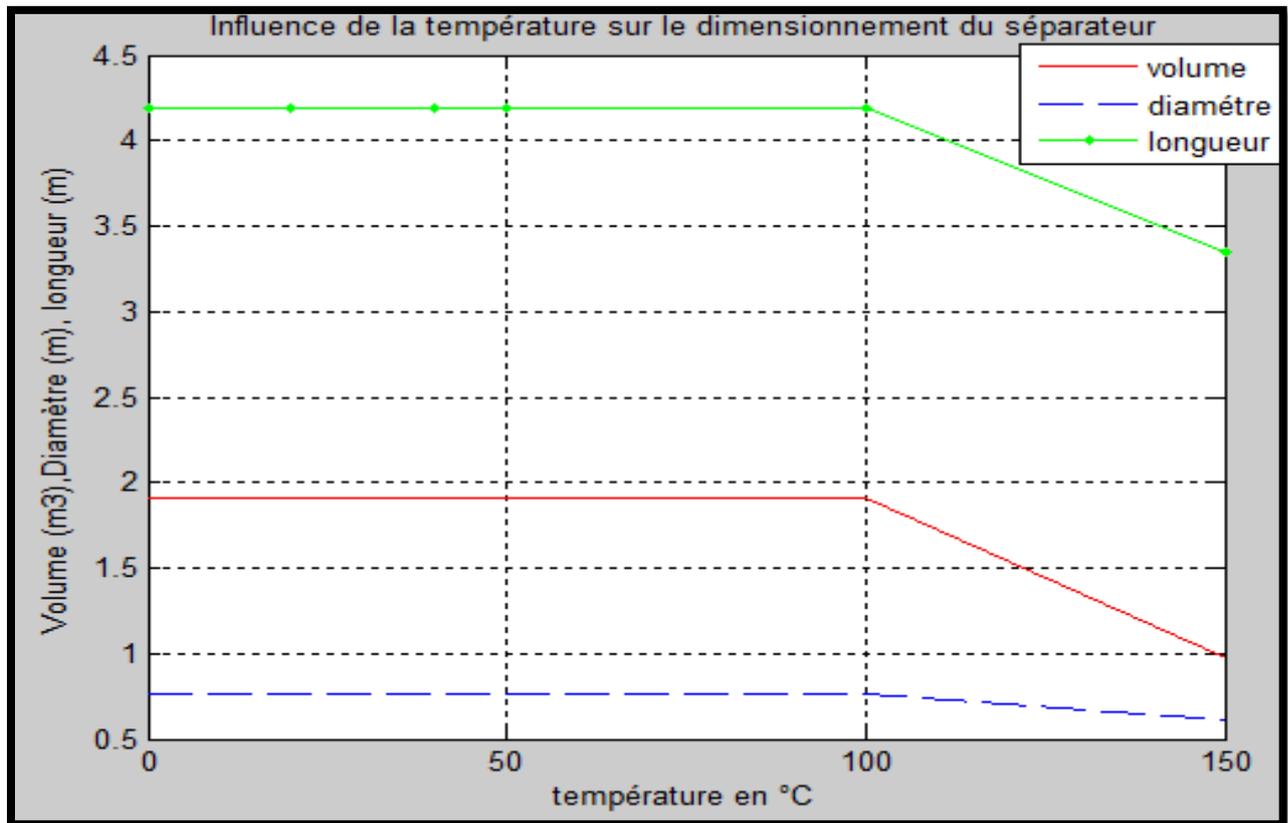


Figure IV-13 : influence de la température sur les dimensions du séparateur

Interprétation :

On remarque que les dimensions du séparateur commencent à diminuer à partir du seuil de température de 100 °C et plus. Ceci s'explique par le fait qu'une évaporation partielle de la mixture a été opérée à cause de l'effet de l'augmentation de la température ; le séparateur étant muni d'une soupape de sûreté qui permet le dégagement du surplus en pression provoqué par cette évaporation et du coup, la diminution de quantité du liquide commence à influencer sur le dimensionnement du séparateur.

IV-8-1-2. Influence de la pression ;

Dans cette partie, on fait varier la pression de séparation pour une température constante. L'effet sur le dimensionnement du séparateur est présenté dans ce tableau :

pression [kpa]	Dimensionnement de séparateur		
	Volume [m^3]	Longueur [m]	Diamètre [m]
200	1.911	4.191	0.7620
400	1.911	4.191	0.7620
600	1.911	4.191	0.7620
800	1.911	4.191	0.7620
1100	1.911	4.191	0.7620

Tableaux IV - 5 : variation de température dans séparateur verticale

La courbe suivante représente la variation des dimensions du séparateur en fonction de la pression de séparation ;

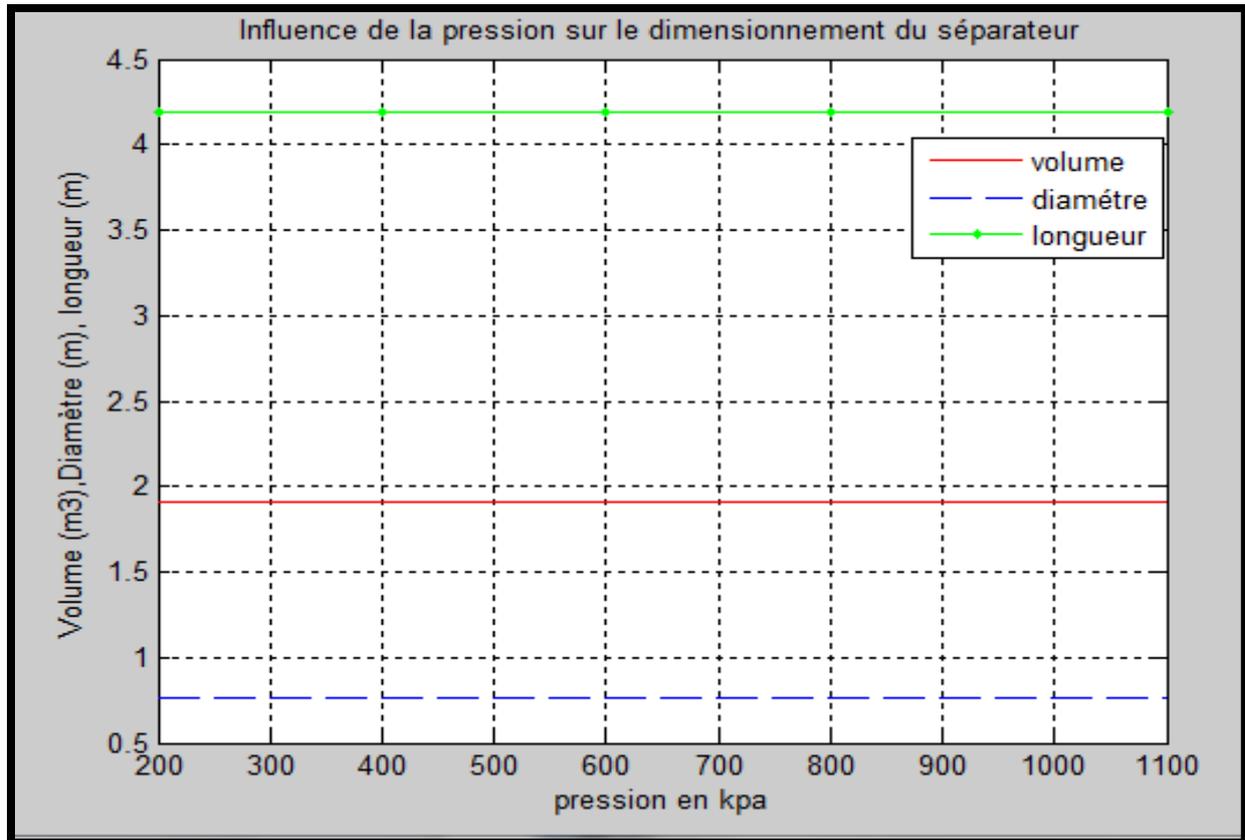


Figure IV-14 : influence de la pression sur le dimensionnement de séparateur

Interprétation :

La figure ci-dessus montre que la variation de pression de séparation est pratiquement sans influence sur les dimensions du séparateur. En effet, en faisant varier la pression à température constante, on effectue une compression isotherme ; la faible quantité de gaz (GOR faible) donne lieu par effet de liquéfaction, une quantité de liquide insignifiante pour qu'il y est changement au niveau des dimensions du séparateur. (Voir courbe p-T)

IV-8-1-3. Influence du débit molaire (Molar flow) ;

Nous allons étudier dans ce cas, l'effet du débit molaire de la charge sur les dimensions du séparateur :

débit molaire [kg mole/h]	Dimensionnement de séparateur		
	Volume [m^3]	Longueur [m]	Diamètre [m]
5	0.4128	2.515	0.4572
8	0.9786	3.353	0.6086
19.03	1.911	4.191	0.762
25	1.911	4.191	0.7620
40	3.303	5.029	0.9144

Tableaux IV -6 : variation de débit molaire pour un séparateur vertical

La courbe suivante représente la variation des dimensions du séparateur en fonction de débit molaire de séparation ;

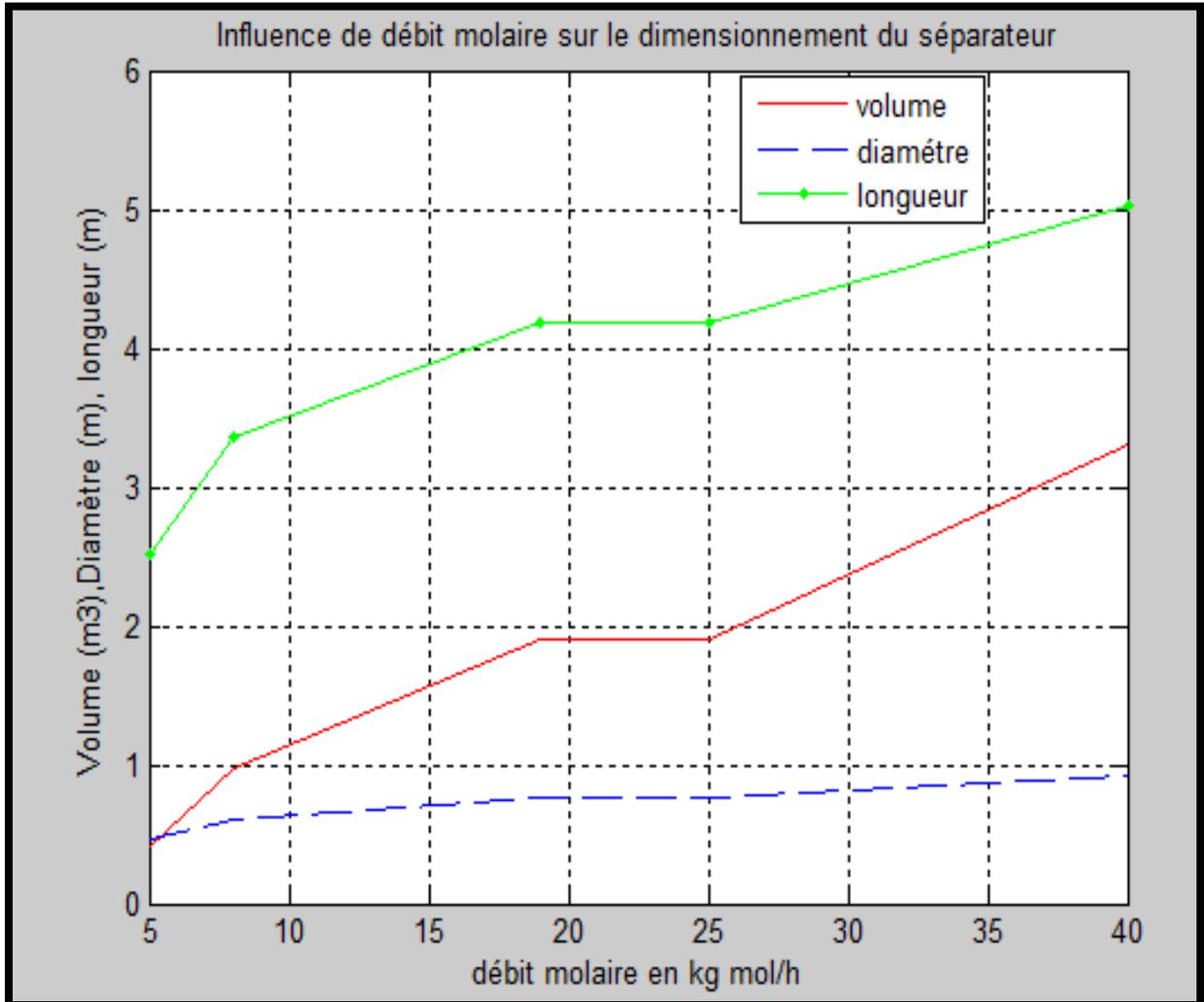


Figure IV-15 : influence de débit molaire sur le dimensionnement de séparateur

Interprétation :

La figure (IV-13) décrit l'évolution des dimensions du séparateur en fonction du débit molaire de la charge. On remarque que l'augmentation du débit molaire influence directement l'envergure du séparateur. Toutefois, le diamètre du séparateur subit un accroissement modéré par rapport à la longueur pour différents volumes.

❖ Puits de gaz

A. Simulation avec séparateur horizontal :

Caractéristiques du puits de gaz de CIS (Centre Industriel Sud –HMD):

		Composition puits de gaz
Température	°C	70
Pression	bar-g	31,5
Débit massique	tonne/j	393,1
Débit volumique	Std_ m ³ /j	246300
CompositionMolaire (%)	H2O	0,17
	N2	0,98
	CO2	2,49
	CH4	16,21
	C2H6	25,18
	C3H8	31,57
	C4H10	5,8
	C4H10	11,78
	C5H12	1,67
	C5H12	3,64
	C6H14	0,44
	C7H16	0,07
	C8H18	0,00
	C9H20	0,00
Total	100	

Tableaux IV-7 : compositions d'un puits de gaz-CIS [12]

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Après simulation, on obtient les résultats suivants :

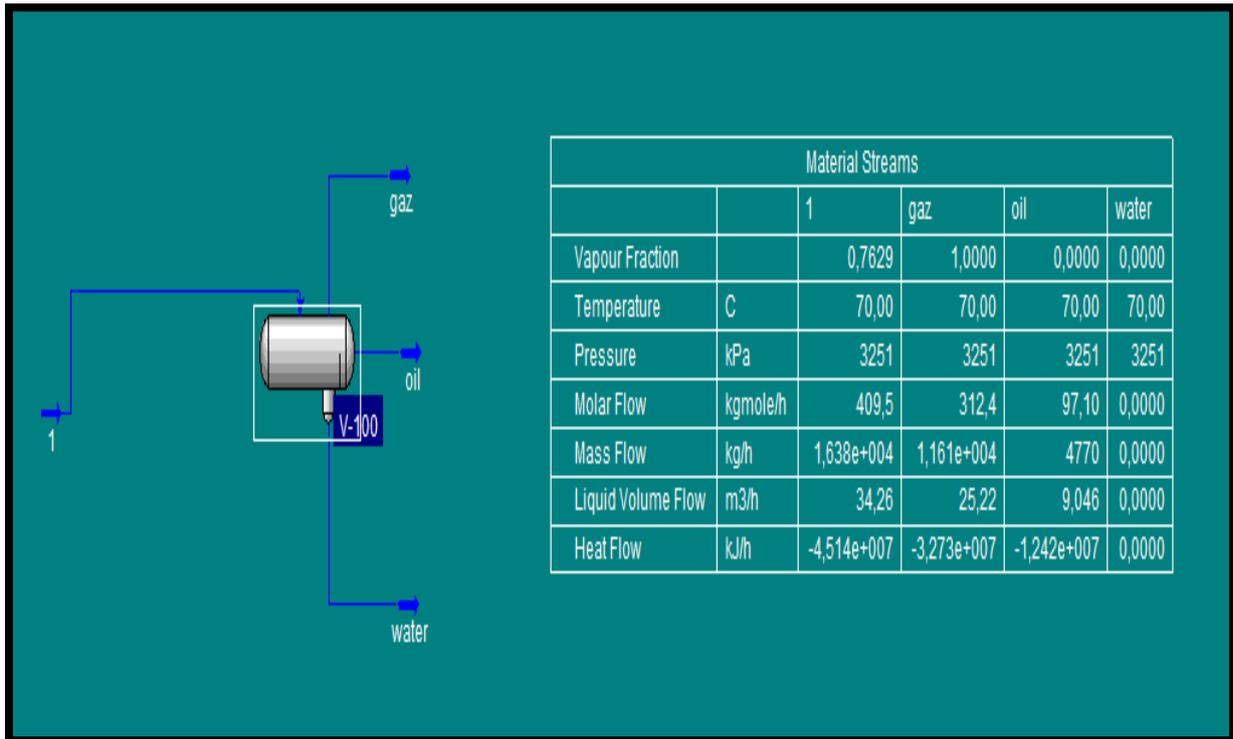


Figure IV-16 : Fenêtre de Schéma général de la séparation par le logiciel HYSYS

Dans cette séparation, on obtient trois phases : gaz, Huile et eau. Leur composition est la suivante :

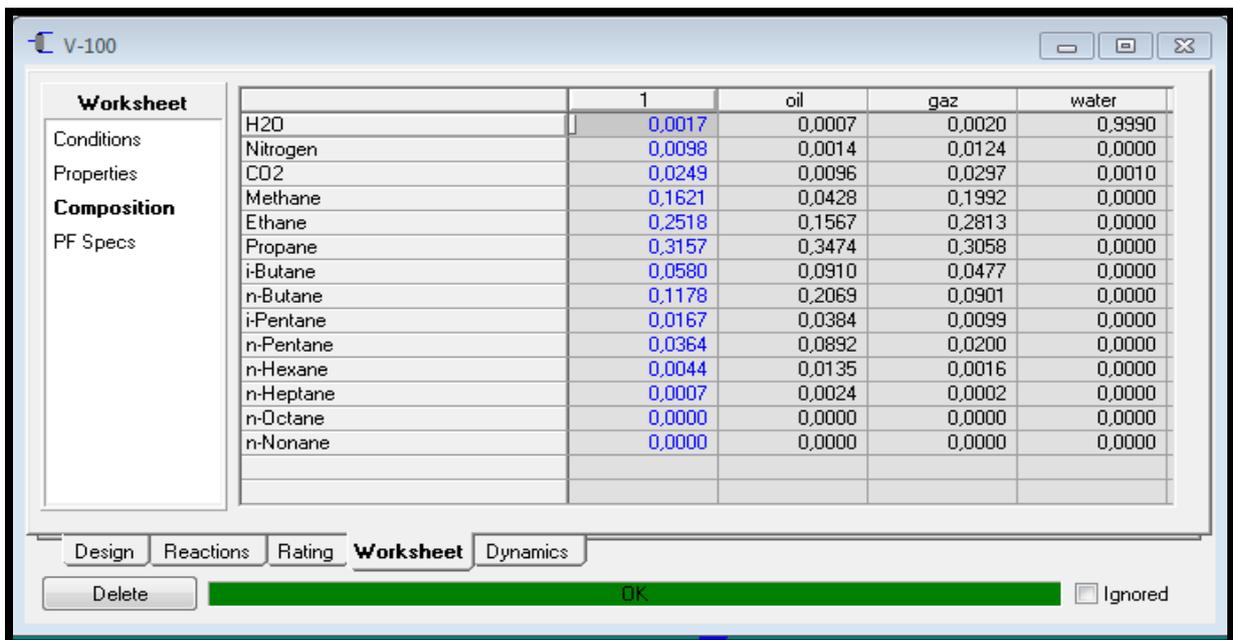


Figure IV-17 : Fenêtre des compositions de séparateur horizontal

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Les conditions de fonctionnement du séparateur horizontal sont :

Worksheet	Name	1	oil	gaz	water
Conditions	Vapour	0,7629	0,0000	1,0000	0,0000
Properties	Temperature [C]	70,00	70,00	70,00	70,00
Properties	Pressure [kPa]	3251	3251	3251	3251
Composition	Molar Flow [kgmole/h]	409,5	97,10	312,4	0,0000
Composition	Mass Flow [kg/h]	1,638e+004	4770	1,161e+004	0,0000
PF Specs	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	34,26	9,046	25,22	0,0000
PF Specs	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,102e+005	-1,279e+005	-1,047e+005	-2,828e+005
PF Specs	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	151,9	120,0	161,9	64,71
PF Specs	Heat Flow [kJ/h]	-4,514e+007	-1,242e+007	-3,273e+007	0,0000

Figure IV-18 : Fenêtre des conditions de fonctionnement -séparateur horizontal

Les propriétés du séparateur horizontal sont:

Worksheet	Name	1	oil	gaz	wate
Conditions	Molecular Weight	39,99	49,12	37,16	18,0
Conditions	Molar Density [kgmole/m3]	1,956	9,141	1,572	45,6
Properties	Mass Density [kg/m3]	78,23	449,0	58,41	823,
Composition	Act. Volume Flow [m3/h]	209,4	10,62	198,8	0,000
Composition	Mass Enthalpy [kJ/kg]	-2756	-2604	-2819	-1,567e+00
PF Specs	Mass Entropy [kJ/kg-C]	3,799	2,442	4,357	3,58
PF Specs	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	107,6	160,4	91,21	78,1
PF Specs	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,691	3,266	2,455	4,33
PF Specs	Lower Heating Value [kJ/kgmole]	1,797e+006	2,241e+006	1,658e+006	1,70
PF Specs	Mass Lower Heating Value [kJ/kg]	4,492e+004	4,563e+004	4,463e+004	9,466e-00
PF Specs	Phase Fraction [Vol. Basis]	0,7360	<empty>	<empty>	<empty>
PF Specs	Phase Fraction [Mass Basis]	0,7088	2,122e-314	2,122e-314	2,122e-31
PF Specs	Partial Pressure of CO2 [kPa]	96,45	0,0000	96,45	0,000
PF Specs	Cost Based on Flow [Cost/s]	0,0000	0,0000	0,0000	0,000
PF Specs	Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>

Figure IV-19 : Fenêtre des propriétés du séparateur horizontal

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

La courbe (p-T) obtenue pour la mixture :

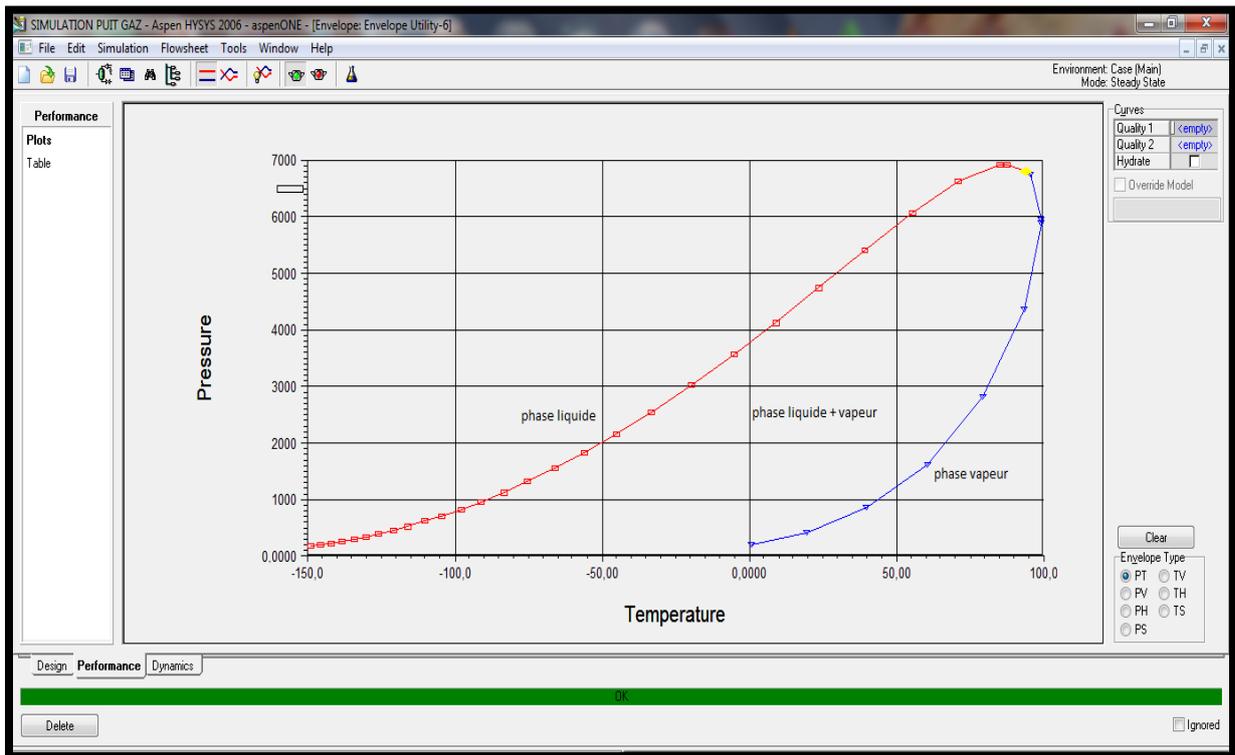


Figure IV-20 : fenêtre de présentation de la courbe (p-T)- séparateur horizontal-

Les dimensions de séparateur horizontal :

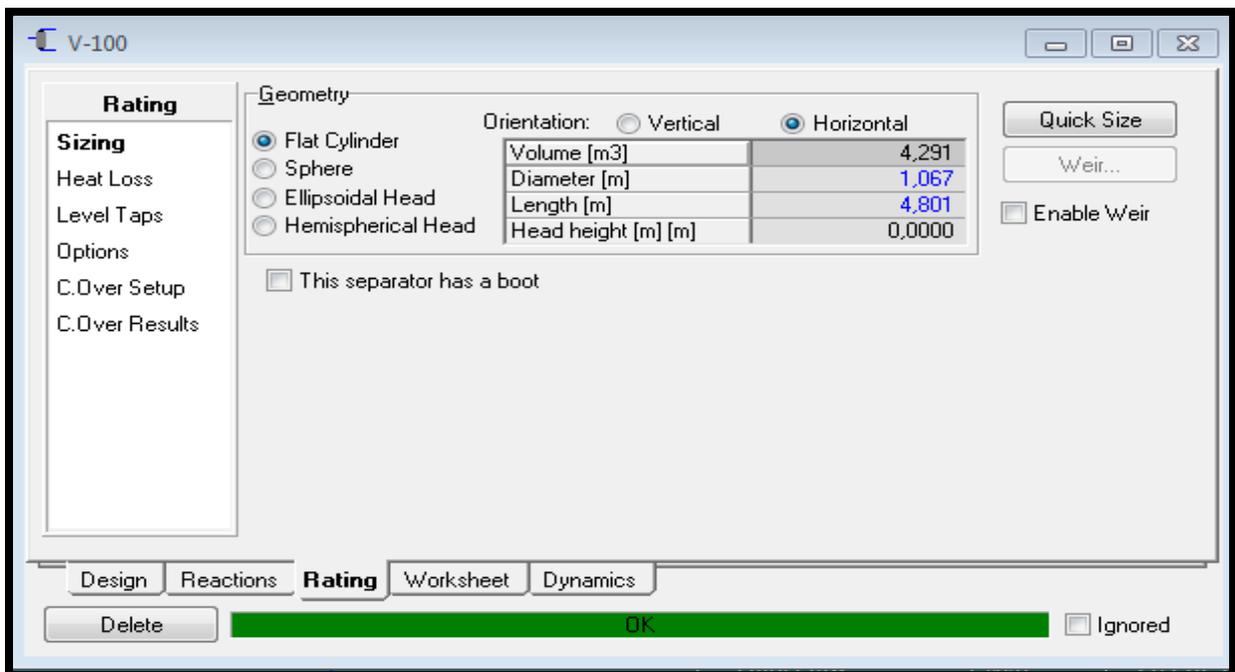


Figure IV- 21 : fenêtre de présentation du dimensionnement - séparateur horizontal -

B. Simulation avec un séparateur vertical :

La composition de la charge :

	1	oil	gaz	water
H2O	0,0017	0,0007	0,0020	0,9990
Nitrogen	0,0098	0,0014	0,0124	0,0000
CO2	0,0249	0,0096	0,0297	0,0010
Methane	0,1621	0,0428	0,1992	0,0000
Ethane	0,2518	0,1567	0,2813	0,0000
Propane	0,3157	0,3474	0,3058	0,0000
i-Butane	0,0580	0,0910	0,0477	0,0000
n-Butane	0,1178	0,2069	0,0901	0,0000
i-Pentane	0,0167	0,0384	0,0099	0,0000
n-Pentane	0,0364	0,0892	0,0200	0,0000
n-Hexane	0,0044	0,0135	0,0016	0,0000
n-Heptane	0,0007	0,0024	0,0002	0,0000
n-Octane	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
n-Nonane	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Figure IV- 22 : Fenêtre composition de la charge- séparateur vertical-

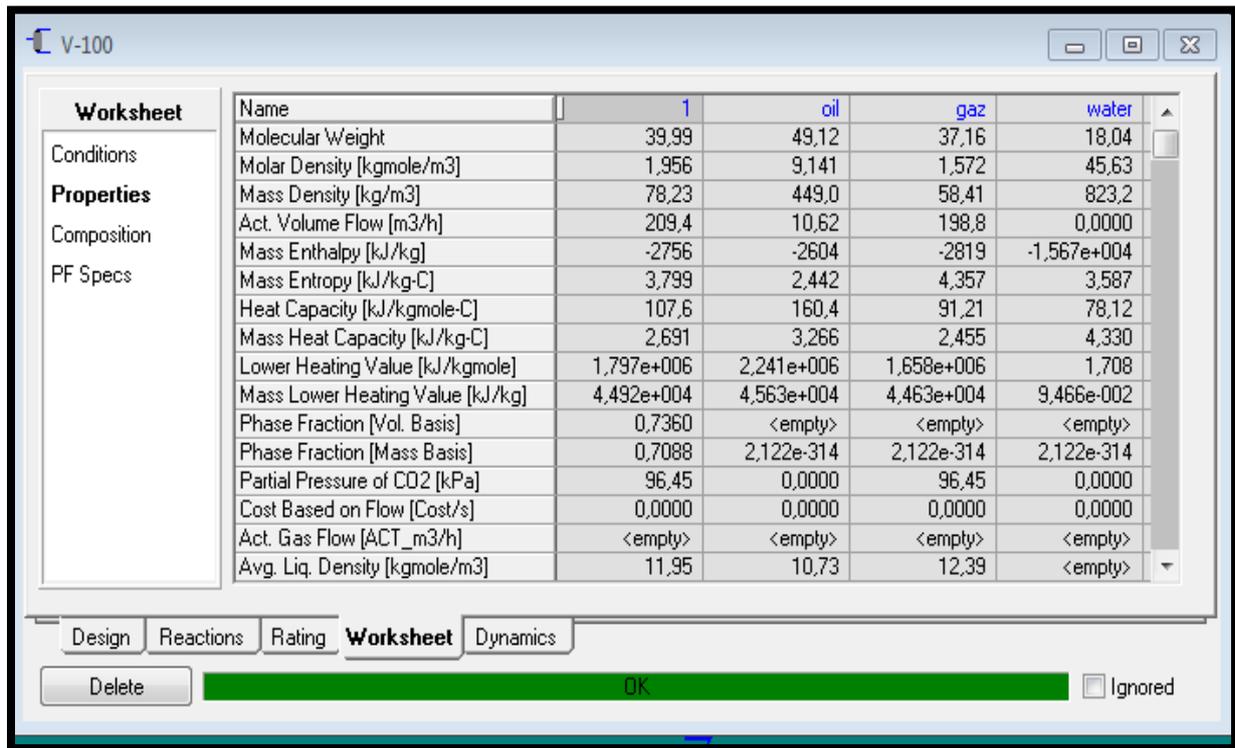
Les conditions de fonctionnement :

Name	1	oil	gaz	water
Vapour	0,7629	0,0000	1,0000	0,0000
Temperature [C]	70,00	70,00	70,00	70,00
Pressure [kPa]	3251	3251	3251	3251
Molar Flow [kgmole/h]	409,5	97,10	312,4	0,0000
Mass Flow [kg/h]	1,638e+004	4770	1,161e+004	0,0000
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	34,26	9,046	25,22	0,0000
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,102e+005	-1,279e+005	-1,047e+005	-2,828e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	151,9	120,0	161,9	64,71
Heat Flow [kJ/h]	-4,514e+007	-1,242e+007	-3,273e+007	0,0000

Figure IV- 23 : Fenêtre des conditions de fonctionnement séparateur horizontal

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

Les propriétés physiques obtenues :



Worksheet	Name	1	oil	gaz	water
Conditions	Molecular Weight	39,99	49,12	37,16	18,04
	Molar Density [kgmole/m3]	1,956	9,141	1,572	45,63
Properties	Mass Density [kg/m3]	78,23	449,0	58,41	823,2
	Act. Volume Flow [m3/h]	209,4	10,62	198,8	0,0000
Composition	Mass Enthalpy [kJ/kg]	-2756	-2604	-2819	-1,567e+004
	Mass Entropy [kJ/kg-C]	3,799	2,442	4,357	3,587
PF Specs	Heat Capacity [kJ/kgmole-C]	107,6	160,4	91,21	78,12
	Mass Heat Capacity [kJ/kg-C]	2,691	3,266	2,455	4,330
	Lower Heating Value [kJ/kgmole]	1,797e+006	2,241e+006	1,658e+006	1,708
	Mass Lower Heating Value [kJ/kg]	4,492e+004	4,563e+004	4,463e+004	9,466e-002
	Phase Fraction [Vol. Basis]	0,7360	<empty>	<empty>	<empty>
	Phase Fraction [Mass Basis]	0,7088	2,122e-314	2,122e-314	2,122e-314
	Partial Pressure of CO2 [kPa]	96,45	0,0000	96,45	0,0000
	Cost Based on Flow [Cost/s]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Act. Gas Flow [ACT_m3/h]	<empty>	<empty>	<empty>	<empty>
	Avg. Liq. Density [kgmole/m3]	11,95	10,73	12,39	<empty>

Figure IV- 24 : Fenêtre des propriétés physiques - séparateur horizontal -

La courbe (p-T) :

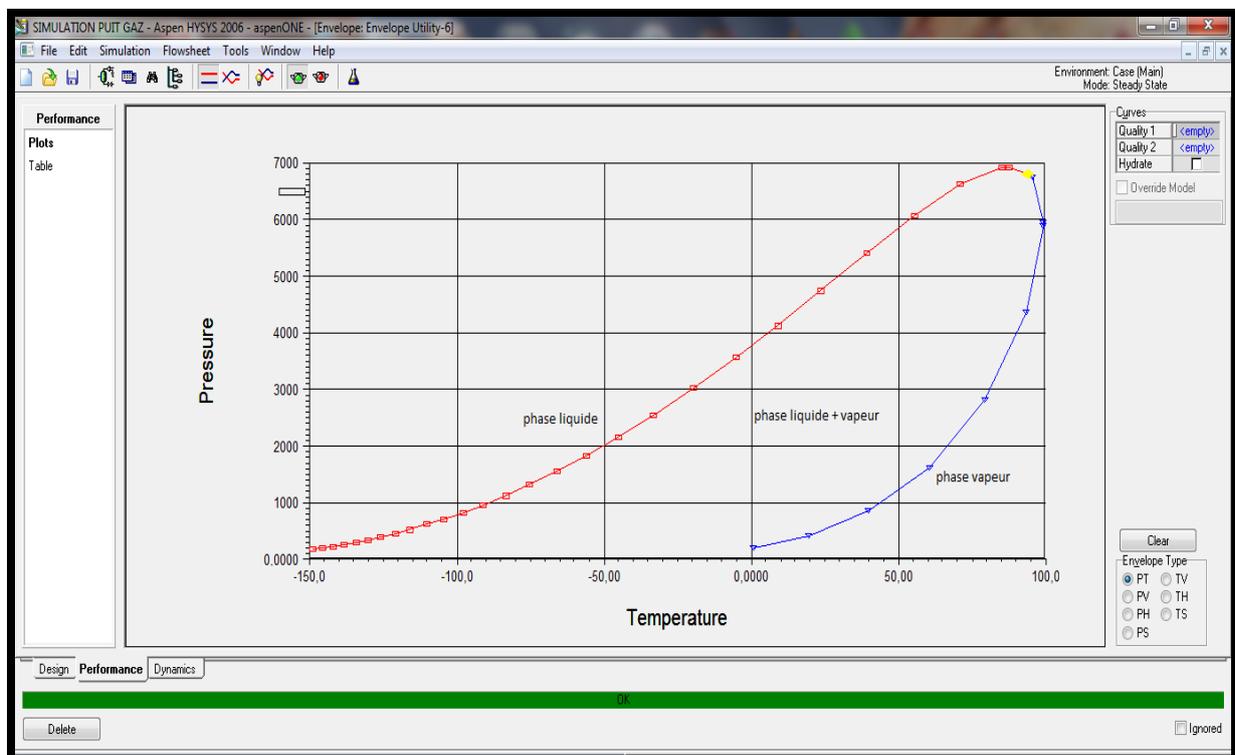


Figure IV- 25 : fenêtre de présentation la courbe p-T

Le dimensionnement du séparateur vertical :

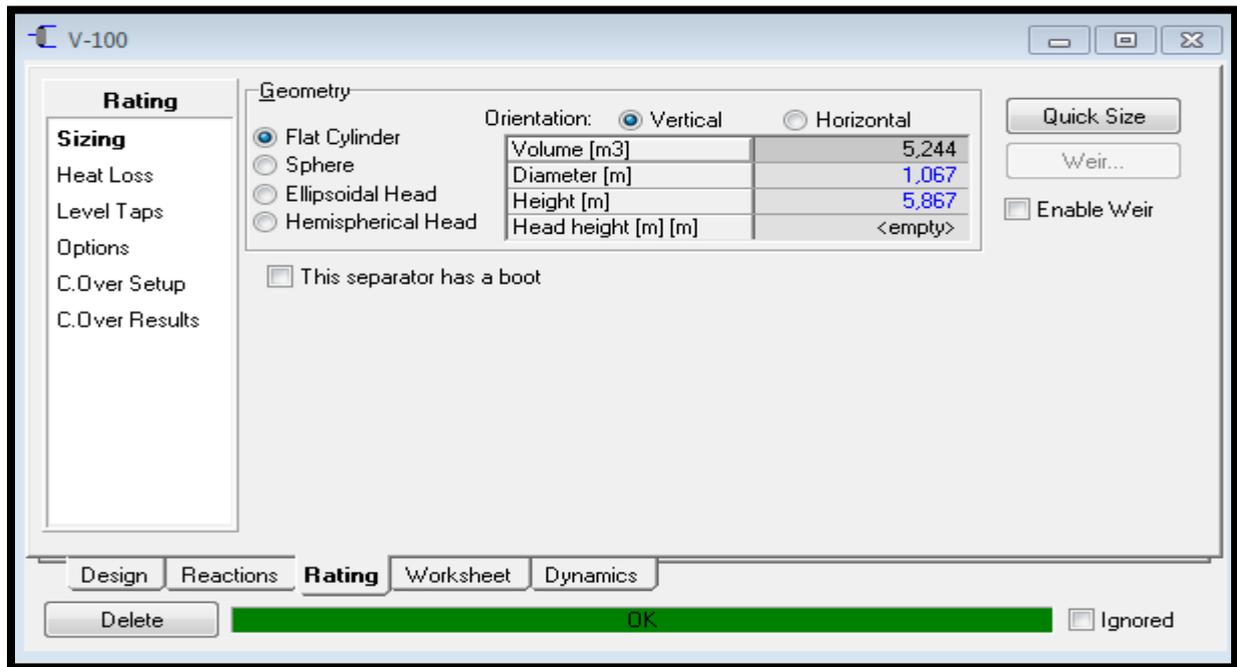


Figure IV- 26 : fenêtre de présentation du dimensionnement du séparateur horizontal

Comparaison des résultats entre séparateur horizontal et vertical :

séparateur	Dimensions		
	Volume [m^3]	Diamètre [m]	Longueur [m]
vertical	5.244	1.067	5.867
horizontal	4.291	1.067	4.801

Tableaux IV-8 : Comparaison des dimensions du séparateur horizontal vs vertical pour le même puits de gaz

Remarque :

On remarque que les conditions et les propriétés obtenues après simulation dans le séparateur horizontal et vertical ne changent pas. Par contre, le dimensionnement du séparateur (volume, diamètre, longueur) diffère.

Le séparateur de type horizontal présente un volume moins important que le type vertical. En effet, le séparateur horizontal est plus adapté pour un puits de gaz ; la surface de séparation liquide-vapeur doit être suffisamment grande pour un GOR important afin qu'il y est une bonne séparation. Cette particularité de surface de séparation impose le choix d'un séparateur horizontal par rapport au vertical d'autant plus qu'il présente un volume plus petit.

IV-8-2. Influence des paramètres de fonctionnement sur le dimensionnement du séparateur horizontal :

IV-8-2-1. Influence de la température ;

Température [°C]	Dimensionnement		
	Volume (m^3)	Diamètre (m)	longueur (m)
40	9.12	1.372	6.172
55	9.12	1.372	6.172
70	4.291	1.067	4.801
84	21.62	1.829	8.23
100	N'a pas réussi a calculer les propriétés liquides (une seule phase: vapeur)		

Tableaux IV-9 : changement de volume et diamètre et longueur avec la variation de température

CHAPITRE IV : Présentation du logiciel HYSYS et Simulation

La courbe suivante représente la variation des dimensions du séparateur en fonction de la température pour une pression constante :

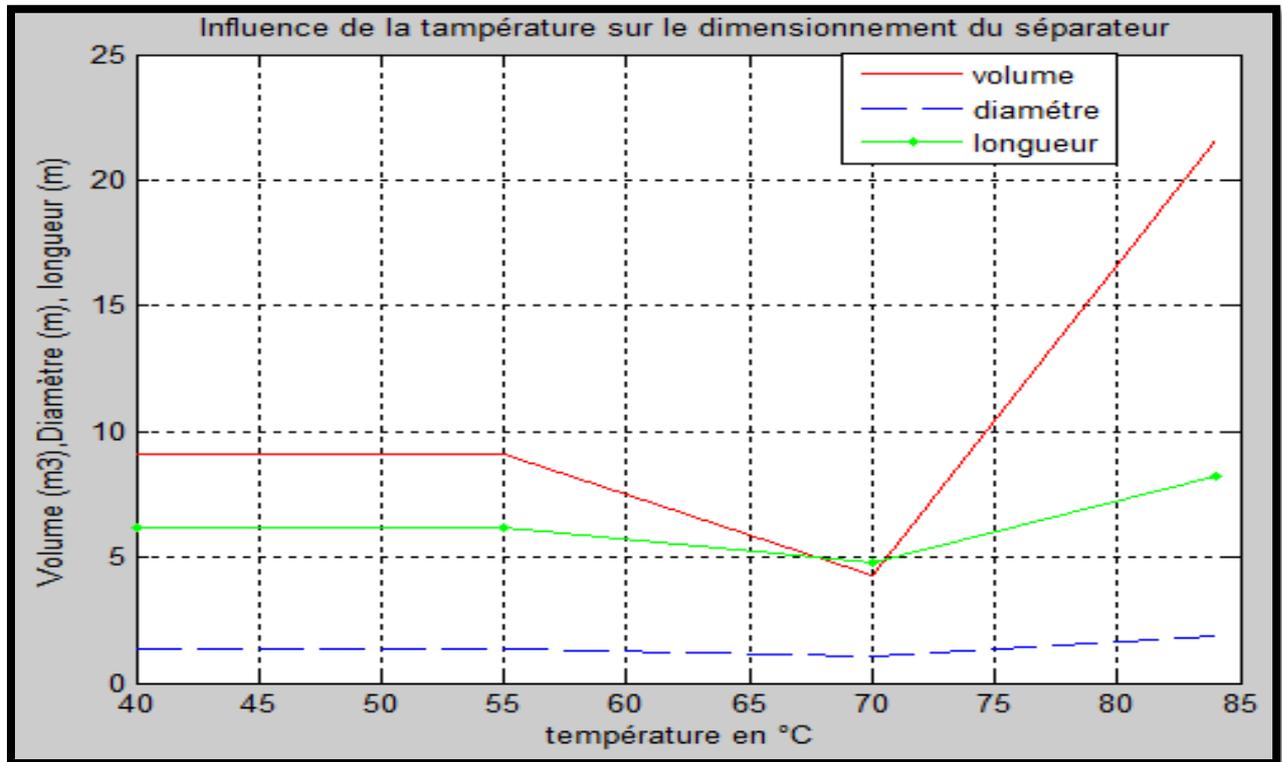


Figure IV-27 : influence de la température pour une pression constante

Interprétation :

On remarque que le graphique présente trois paliers ; deux paliers de variation en dessous de la température de fonctionnement normal ($T_{\text{sép}} = 70^{\circ}\text{C}$) et un palier au-dessus :

- Pour $T_{\text{sép}}$ supérieure à 70°C : le volume du séparateur augmente considérablement du fait qu'une partie du liquide a subi un changement de phase vers la phase vapeur qui a une conséquence directe sur le volume.
- Pour $T_{\text{sép}}$ inférieure à 70°C :
 - ✓ (entre 55 et 70°C) : le volume du séparateur augmente relativement avec la diminution de la température ; cela s'explique par le fait que la diminution de la température a entraîné la liquéfaction d'une petite partie du gaz. Etant donné que le séparateur fonctionne sans changement de pression (capacité de la partie gaz inchangée), et que un surplus du liquide a été produit, cela a pour conséquence l'augmentation du volume réservé au liquide et donc, du séparateur.
 - ✓ Pour $T_{\text{sép}}$ inférieure à 55°C : les dimensions du séparateur ne sont pas influencées car l'effet de liquéfaction est très réduit.

NB/ (Voir courbe p-T de la mixture qui conforte cette interprétation)

IV-8-2.2. Influence de la pression ;

Pression [kpa]	Dimensionnement		
	Volume (m^3)	Diamètre (m)	longueur (m)
2750	4.291	1.067	4.801
3000	4.291	1.067	4.801
3251	4.291	1.067	4.801
3500	5.244	1.067	5.867
3750	7.828	1.219	6.706

Tableaux IV-10 : changement de volume, diamètre et longueur avec la variation de pression

La courbe suivante représente la variation des dimensions du séparateur en fonction de la pression de séparation ;

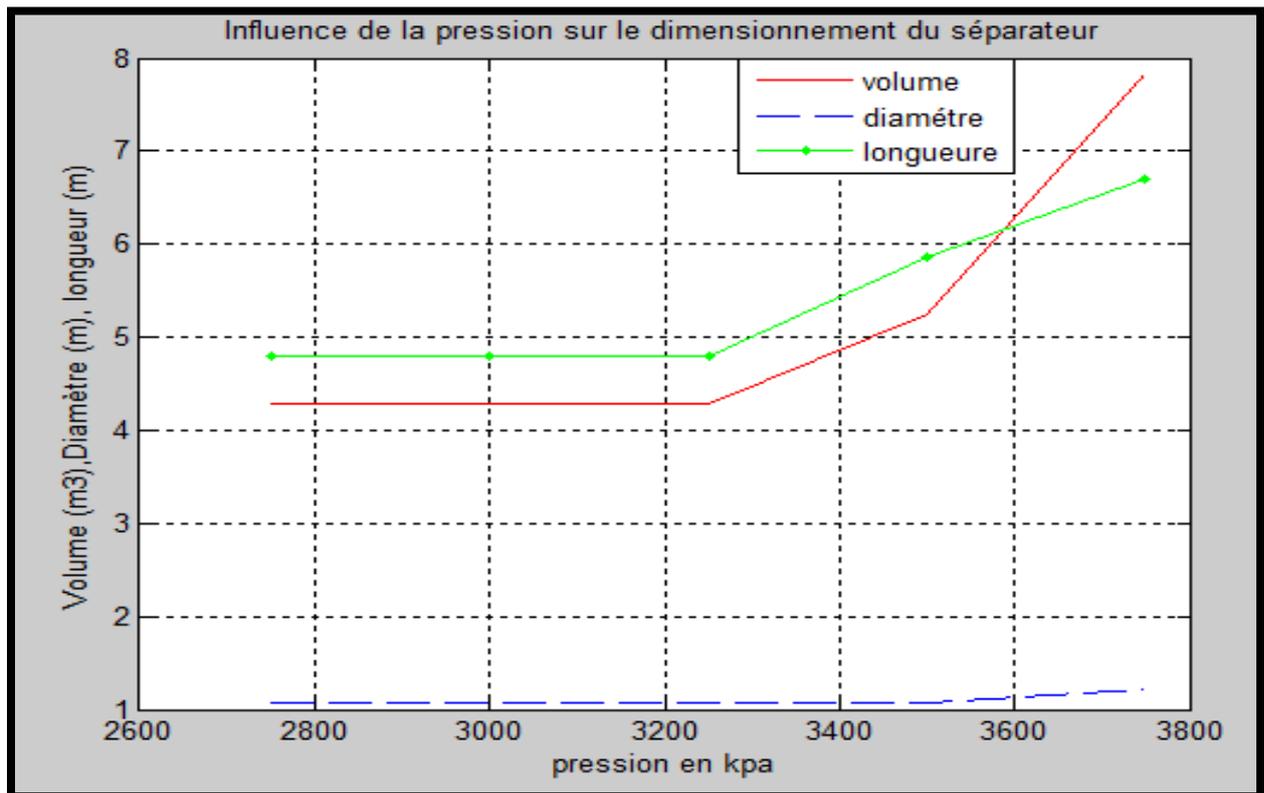


Figure IV- 28 : Influence de la pression sur le dimensionnement de séparateur

Interprétation :

On remarque qu'entre les pressions de 2750 à 3251 Kpa, les dimensions du séparateur ne changent pas. Par contre à partir de cette dernière, le volume du séparateur augmente considérablement ; Cela est dû d'une part à la pression de séparation qui impose un volume du gaz plus important et d'autre part, l'effet de liquéfaction induit par une compression isotherme et qui entraîne un volume du liquide plus grand.

IV-8-2-3. Influence du débit massique (Mass flow) ;

Débit massique tonne/j	Dimensionnement		
	Volume (m ³)	Diamètre (m)	longueur (m)
200	2.702	0.9144	4.115
300	4.291	1.067	4.801
393.1	4.291	1.067	4.801
450	6.405	1.219	5.486
700	9.12	1.372	6.172

Tableaux IV-11 : changement de volume et diamètre et longueur avec la variation de débit

La courbe suivante représente la variation des dimensions du séparateur en fonction de débit massique de la charge ;

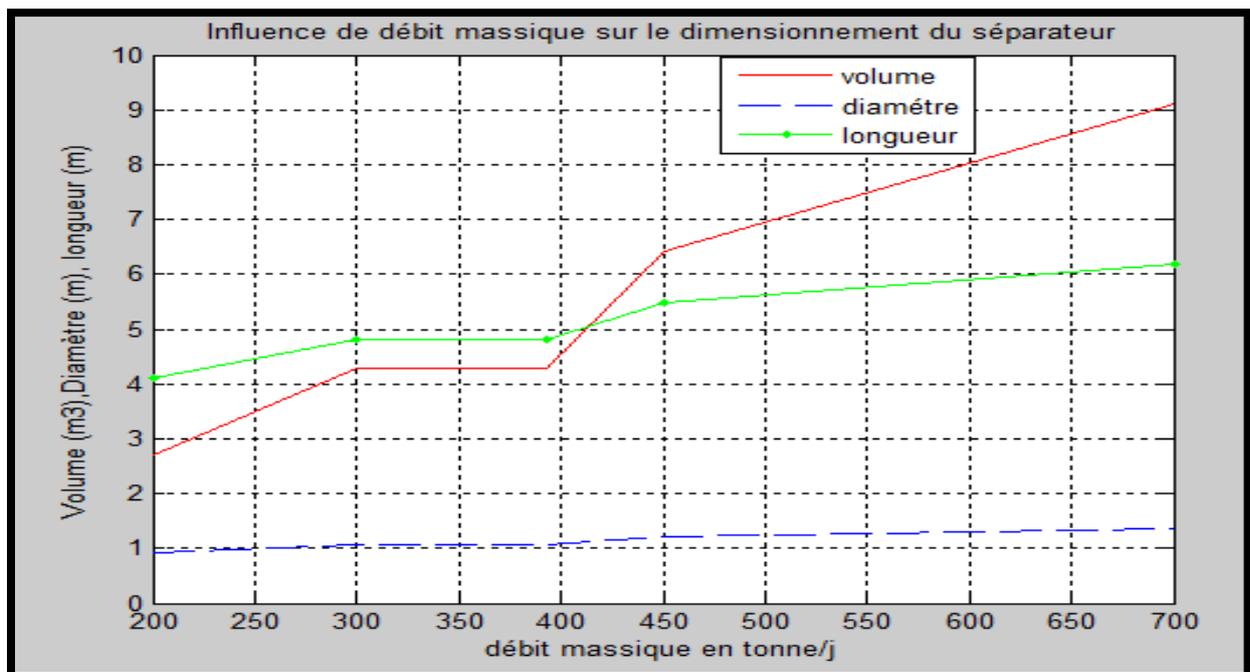


Figure IV- 29 : influence de débit massique sur le dimensionnement du séparateur

Interprétation :

La figure (IV-25) décrit l'évolution des dimensions du séparateur en fonction du débit massique de la charge. On remarque que l'augmentation du débit massique influence directement l'envergure du séparateur. Toutefois, le diamètre du séparateur subit un accroissement modéré par rapport à la hauteur pour différents volumes. .

IV- 9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons voulu montrer, en premier lieu, la méthode de dimensionnement des séparateurs sous le langage Aspen-Hysys ; le cas traité s'agit d'un séparateur cylindre pour deux configurations vertical et horizontal. Ce type de séparateur s'adapte directement pour le traitement physique des charges de gisements dans l'industrie Oil & Gas. En deuxième lieu, nous avons présenté et interprété les résultats de calcul et dimensionnement du type de séparateur en fonction des quelques paramètres clés qui peuvent influencer directement le fonctionnement normal de la séparation en particulier la température, la pression ainsi que le débit massique de la charge.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

L'objet de ce mémoire de fin d'étude de Master est le calcul et dimensionnement des séparateurs bi-phasiques et tri-phasiques pour l'industrie Oil&Gas.

Tout au long de ce travail, nous avons pu appréhender les principes de fonctionnement de la séparation physique ainsi que les paramètres clés qui influencent directement le dimensionnement de ces derniers, en particulier, la charge introduite en amont du process de séparation issue, en général, des gisements de pétrole et de gaz.

Nous avons étudié et simulé le cas des séparateurs cylindriques (horizontal et vertical) en fonction de la mixture en amont (charge) en traitant le cas d'un GOR fort et faible respectivement pour les puits de gaz et de pétrole (données réelles d'entrée puits UTBS au CIS-HMD) ; les conclusions retenues sont celles adoptées dans l'industrie quant au choix du type vertical ou horizontal.

L'influence de certains paramètres du process tels que la température et la pression de séparation ainsi que le débit massique ou molaire de la charge ont été mis en exergue au niveau de la simulation via Aspen-Hysys afin d'analyser l'effet sur le dimensionnement du séparateur cylindrique.

Au terme de ce travail, nous estimons par ce modeste travail d'avoir accompli l'essentiel en ce qui concerne les principes généraux du process de séparation physique dans ce domaine et pu par la suite simuler le type de séparateurs cylindrique tri-phasiques le plus répandu dans l'industrie et faire apparaître l'influence des perturbations (pression, température, débit,...) de certains paramètres sur le fonctionnement normal du séparateur.

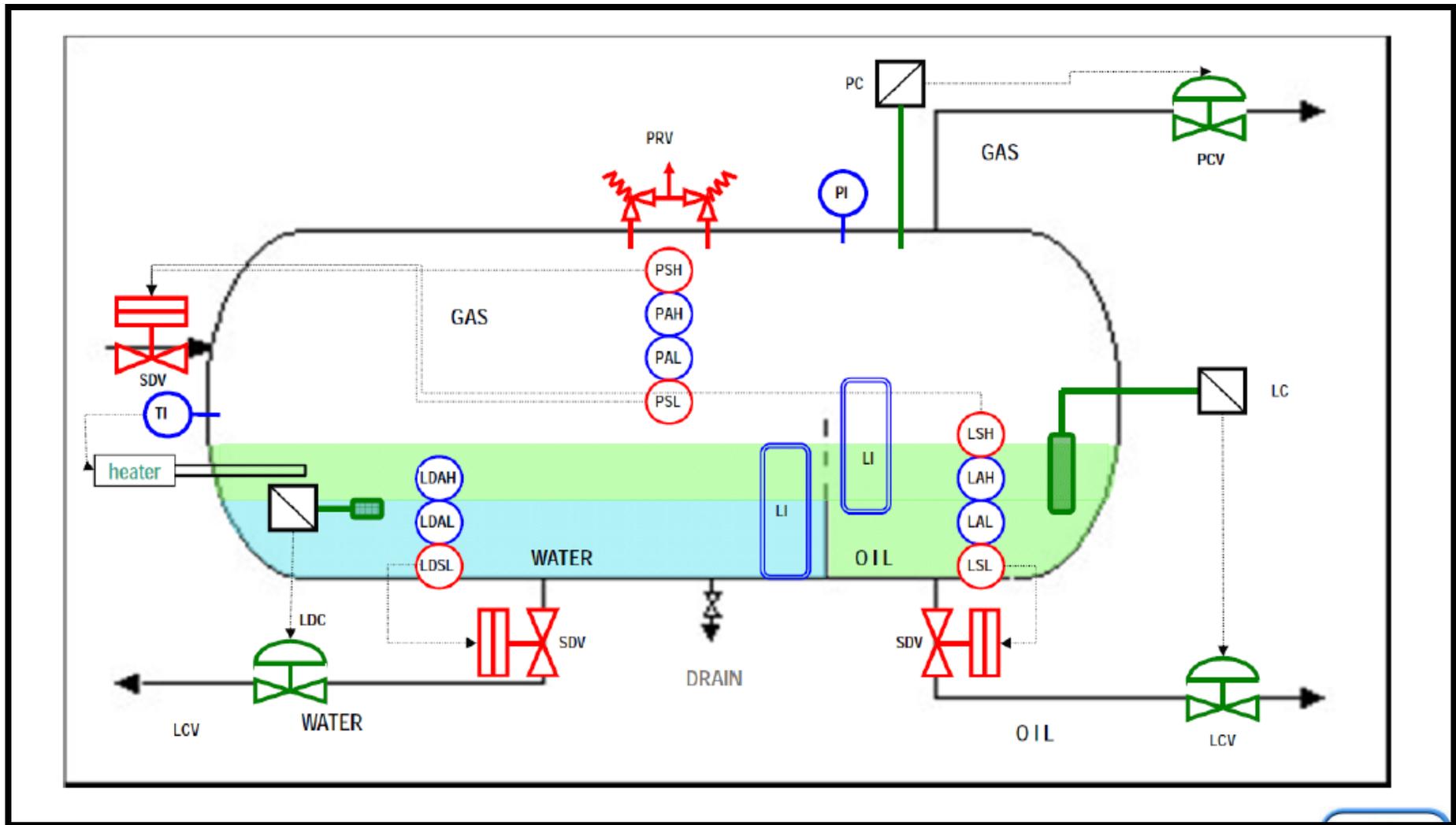
Nous recommandons, en final, de compléter cette étude par des simulations d'autres types de séparateurs (sphériques, conique,...) qui peuvent être intéressants afin de statuer sur un choix optimisé en fonction de la charge à traiter.

Référence Bibliographique

Références Bibliographiques

- [1] : Support de formation total, Equipment, les séparateurs, révision 2007.
- [2] : Support de formation IAP 2006.
- [3] : fabian ,p., causak, r, Hennessey,P,Neuman,M., and van dessel ‘‘ demystifying the selection of mist Eliminators ‘‘ chemical Engineering, NOV .1993
- Viles ,j.c., ‘‘Predicting liquid re –entrainment in horizontal separators’’ (SPE25474).Paper presented at the Production Operation symposium,Okla- homa City ,Ok, USA, March 1993
- [4]: Gulf Equipment guides, gas-liquid and liquid –liquid, separation – MauriceStewart ken Arnold. Copyright © 2008, Elsevier Inc.
- [5]: hypothec, a subsidiary of aspen technology –driving process profitability.
- [6]: petro skills john M.Camp bell.
- [7]: surface production operators design of oil – handling systems and facilities, Arnold Maurice Stewart
- [8]: design two – phase separators with the right limits.
- [9]: Applied process design for chemical and petrochemical plants volume 1 third edition.
- [10]: manuel opératoire de l’unité de traitement de brut de sud(UTBS).
- [11] : pierre trambouze, le raffinage du pétrole ; matériel – équipements, Edition technique, Paris 1972.
- [12] : document interne du service boosting, complexe industriel sud CIS Hessi Messaoud
- [13]: R.N. WATKINS "Sizing Separators and Accumulate tors". Hydrocarbon Processing - November 1967, Vol. 46, n° 11.

Annexe



Annexe 1 : exemple d'un PID type pour un séparateur horizontal