



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE : TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS**

## **MEMOIRE DE MASTER**

Présenté par : **BENGANA Amina**

**AISSAOUI Imane**

**DOMAINE : Sciences et Technologies.**

**FILIERE : Génie des procédés.**

**OPTION : Génie pétrochimique.**

### **Thème**

**Etude Comparative Entre Les Deux Procédés de  
Traitement de Gaz Naturel « Hudson et  
Pritchard » Par le Simulateur Hysys**

#### **Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
ZAROUKI Hamza		Président
BOUDLIOUA Hichem		Examineur
MERIGUI Khaled		Rapporteur

**Promotion : 2024/2025**

## *REMERCIEMENTS*

*Remerciements Nous adressons nos sincères remerciements au Dr Merigui Khaled, qui a supervisé notre mémoire de fin d'études. Nous lui souhaitons du bonheur. Nous remercions tous les enseignants de notre parcours académique qui ont laissé une belle et indélébile empreinte, à leur tête le Professeur Brahimi, Bouarar. Nous remercions tous les personnels administratifs, de sécurité et de nettoyage de l'université.*

## *Dédicace*

*Je voudrais d'abord me saluer moi-même, qui ai été responsable de cet effort, de ce succès et de cette fatigue au cours de cinq années. - Je remercie ma mère, ma chère enseignante, qui a été le principal soutien de ma réussite.*

*Je remercie mon père qui m'a orienté vers cette filière que j'aimais et qui m'a apporté tout type de soutien.*

*Je remercie mes amis qui ont contribué même un peu à notre parcours académique.*

*Je remercie tous ceux qui ont contribué à mon succès, même avec un mot.*  
*Promo 2025*

*AISSAOUI Imane*

## *Dédicace*

*Je tiens c'est avec grande plaisir que je dédie ce modeste travail*

*à l'être le plus cher de ma vie.*

*Ma mère à celui qui m'a fait de moi et Mon père*

*A mes chers frères et sœurs*

*A mon très cher fils **wassim***

*À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom*

*BENGANA*

*BENGANA Amina*

## TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.

DÉDICACES.

TABLE DES MATIÈRES .....	I
LISTE DES TABLEAUX .....	VIII
LISTE DES FIGURES.....	X
LISTE DES ABRÉVIATIONS.....	XII
LISTE DES SYMBOLES .....	XIV

LISTE DES ANNEXES .....	XIV
-------------------------	-----

INTRODUCTION GÉNÉRALE .....	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I : GÉNÉRALITÉS SUR LE GAZ NATUREL ET LEUR PRODUITS DÉRIVÉS... 2	
---------------------------------------------------------------------------	--

I.1 Le Gaz Naturel : .....	2
I.1.1 Introduction : .....	2
I.1.2 Définition du Gaz Naturel : .....	2
I.1.3 Origine et Sources du Gaz Naturel : .....	2
I.1.4 Types des Ressources en Gaz Naturel : .....	3
I.1.5 Types de Gaz Naturel : .....	4
I.1.6 Propriétés du Gaz Naturel : .....	5
I.1.7 Le gaz naturel comme matière première pour l'industrie pétrochimique : .....	6
I.2 Gaz de Pétrole Liquéfié : .....	8
I.2.1 Définition du GPL : .....	8
I.2.2 Les sources du GPL : .....	9
I.2.3 Propriétés Chimiques et Physiques du GPL : .....	9
I.2.4 Stockage et Transport du GPL : .....	10
I.2.5 Domaine utilisation du GPL : .....	10
I.2.6 Le Marche du GPL dans Le Monde : .....	12

I.3	Le Condensat : .....	14
I.3.1	Généralités sur le Condensat .....	14
I.3.2	Les caractéristiques du Condensat .....	14
I.3.3	Stabilisation du Condensat : .....	15
I.3.4	Domaine d'utilisation du Condensat .....	15
CHAPITRE II : DESCRIPTION DU LA REGION HASSI R'MEL .....		16
II.1	Aperçu Géographique : Le gisement de Gaz de Hassi R'mel : .....	16
II.2	Historique et Développements du Champ Hassi R'mel .....	16
II.3	Zone D'activité à Hassi R'mel : .....	18
II.3.1	Zone nord : .....	19
II.3.2	Zone centrale : .....	19
II.3.3	Zone sud : .....	20
II.4	Composition D'un Parc d'Exploitation : .....	20
II.4.1	Les Modules (MPP) : .....	20
II.4.2	Centre de Stockage et de Transfert Facilites (CSTF) : .....	20
II.4.3	Centre national de dispatching gaz (CNDG) : .....	21
II.4.4	Station du Boosting : .....	21
II.4.5	Station de Compressions : .....	22
II.4.6	Les Salles du contrôle : .....	22
II.4.7	Station de Récupération des Gaz Associés (SRGA) : .....	22
II.4.8	Centre de traitement de gaz (CTG)-HR- Sud : .....	23
II.4.9	Centres de traitement d'huile (CTH) : .....	23
II.5	Traitement Du Gaz Naturel : .....	23
CHAPITRE III : PRESENTATION DE LA CHAINE GAZIERE (MODULE IV) .....		24
III.1	Introduction : .....	24
III.2	Description de la section Boosting .....	25
III.3	Section du Séparation à haute Pression : .....	25
III.4	Section Fractionnement et Stabilisation .....	26
III.4.1	Colonne du Stabilisation C101 (DéEthaniseur) : .....	27

III.4.2 Colonne Du Fractionnement C102 (DéButaniseur) : .....	27
III.5 Section de recompressions et de transfert du gaz .....	28
III.6 Stockage et expédition du GPL.....	29
III.6.1 Holding –recompresseur de GPL .....	29
III.6.2 Stockage et expédition du condensât .....	29
III.7 Section Glycol : .....	29
III.8 Section Utilités .....	30
III.8.1 Traitement des eaux : .....	30
III.8.2 Unité d'air : .....	30
III.8.3 Unité Gaz inerte .....	30
III.8.4 Unité Gaz combustible .....	31
III.8.5 Torches : .....	31
III.8.6 Électricité : .....	31
III.8.7 Laboratoire : .....	31
III.9 Spécifications du Gaz Brut et des Produits .....	31
III.9.1 Les Données Design : .....	31
III.9.2 La production Actuel : .....	34
CHAPITRE IV : TECHNOLOGIE DU GAZ NATUREL (PARTIE THEORIQUE) .....	36
IV.1 Introduction : .....	36
IV.2 Les Procédés du Traitement du Gaz Naturel : .....	36
IV.2.1 Procédé par détente isenthalpique : (Procédé Pritchard) .....	36
IV.2.2 Procédé par détente isentropique : (Procédé Hudson) .....	37
IV.2.3 Procédé d'Alrar : .....	38
IV.3 Les Équipements de détente : .....	38
IV.3.1 Machine D'Expansion (Turbo-Expander) : .....	38
IV.3.2 Généralités sur la vanne Joule Thompson : .....	40
IV.4 Simulation des Procédé Industriel : .....	41
IV.4.1 Définition de la simulation du procédé : .....	41

IV.4.2	Avantages de la simulation dans les usines de traitement du gaz : .....	41
IV.4.3	Modèle thermodynamique .....	42
IV.4.4	Présentation de l'outil de simulation HySys : .....	42
IV.4.5	Généralités sur le modèle PENG-ROBINSON : .....	43
IV.5	Problématique .....	44
IV.6	Précision des contraintes de fonctionnement du procédé : .....	45
IV.6.1	Contraintes liées aux équipements .....	45
IV.6.2	Contraintes liées aux spécifications des produits .....	45
CHAPITRE V : SIMULATION ET RESULTATS : .....		46
V.1	Modélisation de la section haute pression (Cas IB : Turbo-Expander en service) : .....	46
V.1.1	Simulation de la section Haute Pression Cas IB (design) : .....	46
V.1.2	Simulation de la section Haute Pression Cas IB (Actuel) .....	49
V.2	Modélisation de la section haute pression (Cas IIB : Joule-Thomson en service) : .....	53
V.3	Etudier La Performance Des Équipements De Détentes Dans Les Deux Cas : .....	55
V.3.1	Effet de chute de la pression sur les spécifications des produits finis : .....	55
V.3.2	Effet de chute de la pression sur la récupération des hydrocarbure liquide : .....	61
V.3.3	Effet du chute de la pression sur les temperature de ballon D-103 : .....	64
V.3.4	La Quantité d'Energie récupéré au niveau de turbo Expander ( Cas IB ) : .....	65
CONCLUSION .....		67
BIBLIOGRAPHIE .....		68
ANNEXES .....		73
RÉSUMÉ .....		70

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau I-1:</b> Propriétés physiques sélectionnées des paraffines C1–C4 (Matar.S, 2000) .....	7
<b>Tableau III-1:</b> Les compositions de gaz brut à l’entrée du MPP IV (Donnée Design) .....	32
<b>Tableau III-2:</b> Paramètres spécifiques du Gas de vente (Catégorie A). .....	33
<b>Tableau III-3:</b> Les Spécifications Actuelle du Condensat expédie .....	34
<b>Tableau III-4:</b> Les Spécifications Actuelle du GPL expédie .....	34
<b>Tableau III-5:</b> Les Spécifications Actuelle du Gas de Vente. ....	35
<b>Tableau IV-1:</b> Cas de fonctionnement (Valeur design) .....	37
<b>Tableau IV-2:</b> Domaine d’application du modèle Peng-Robinson .....	43
<b>Tableau V-1:</b> Les paramètres de du Gaz Brut dans le Cas IB (design) .....	47
<b>Tableau V-2:</b> Comparaison des paramètres simulés avec ceux du cas design .....	47
<b>Tableau V-3:</b> Comparaison des compositions de Gas issu de ballon D103 simulés avec ceux du cas design .....	48
<b>Tableau V-4:</b> les paramètres de fonctionnement actuels utilisé dans MPP IV .....	49
<b>Tableau V-5:</b> Composition Actuel de la charge à l’entrée de MPPIV. ....	49
<b>Tableau V-6:</b> Comparaison des paramètres Actuel simulés avec ceux du cas Actuel .....	50
<b>Tableau V-7:</b> Comparaison entre la composition de gaz de vente issu du ballon D103 .....	51
<b>Tableau V-8:</b> La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression d’entrée est 116 kg/cm <sup>2</sup> .g .....	56
<b>Tableau V-9:</b> La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression d’entrée est 102 kg/cm <sup>2</sup> .g .....	57
<b>Tableau V-10:</b> La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression d’entrée est 98 kg/cm <sup>2</sup> .g .....	58
<b>Tableau V-11:</b> La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression d’entrée est 97 kg/cm <sup>2</sup> .g .....	59
<b>Tableau V-12:</b> les quantités des HC liquide récupéré au niveau de chaque ballon séparateur dans les deux cas de fonctionnement .....	62

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure I-1:</b> Géologie schématique des ressources en gaz naturel .....	3
<b>Figure I-2:</b> Un réservoir anticlinal contenant du pétrole et du gaz associé .....	4
<b>Figure I-3:</b> La demande en GPL par Secteur .....	10
<b>Figure I-4:</b> La demande globale du GPL .....	13
<b>Figure II-1:</b> Extrait issue de la Carte énergétique SONATRACH 2018 .....	16
<b>Figure II-2:</b> Les Zones d'activités au niveau de HASSI R'MEL .....	19
<b>Figure IV-1:</b> Configuration typique de Turbo-Expander .....	39
<b>Figure V-1:</b> Capture d'écran d'après les PC du Salle de contrôle du Module MPP IV représenté les paramètres de fonctionnement actuels utilisé .....	50
<b>Figure V-2:</b> Schéma du section haute pression dans le Cas IB (Turbo-Expander en service) modélisé par le simulateur HySys .....	52
<b>Figure V-3:</b> Schéma du section haute pression dans le Cas IIB (Joule-Thomson en service) modélisé par le simulateur HySys .....	54
<b>Figure V-4:</b> Évaluation de pourcentage molaire du C1 contenue dans le gaz de vente en fonction de la pression dans les deux cas IB et IIB .....	60
<b>Figure V-5:</b> Evaluation de La teneur en C5+ (% mol) contenue dans le gaz de vente en fonction de la pression dans les deux cas IB et IIB .....	60
<b>Figure V-6:</b> Évaluation du Pouvoir Calorifique supérieur en fonction de dans les deux cas IB et IIB .....	61
<b>Figure V-7:</b> Histogramme des quantités des HC liquide récupéré en fonction de Pression dans le cas IB (Turbo-Expander en service) .....	62
<b>Figure V-8:</b> Histogramme des quantités des HC liquide récupéré en fonction de Pression dans le cas IIB (Turbo-Expander en service) .....	63
<b>Figure V-9:</b> Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de	

pression dans les deux cas de fonctionnement. ....	64
<b>Figure V-10:</b> La Quantité d’Energie récupéré au niveau de turbo Expander (Cas IB) en fonction de la chute de pression. ....	65
<b>Figure V-11:</b> La Quantité d’Energie récupéré au niveau de turbo Expander (Cas IB) avec la variation du débit de la charge .....	66

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

<b>C101</b>	Déethaniseur
<b>C102</b>	Débutaniseur
<b>CSTF</b>	Centre de Stockage et de Transfert Facilités
<b>CNDG</b>	Centre National de Dispatching Gaz
<b>CTH</b>	Centre de Traitement d'Huile
<b>D001</b>	Diffuseur
<b>D101</b>	Séparateur haute pression
<b>D102</b>	Séparateur final haute pression
<b>D103</b>	Séparateur de moyenne pression
<b>D104</b>	Séparateur de basse pression
<b>D105</b>	Séparateur de condensat riche
<b>D106</b>	Séparateur hydrocarbure glycol
<b>D107</b>	Accumulateur de reflux déethaniseur
<b>D108</b>	Accumulateur de reflux débutaniseur
<b>D003A</b>	Ballon de détente condensat brut pour le stockage intermédiaire du condensat OFF-SPEC
<b>D003B</b>	Ballon de détente condensat brut pour le stockage intermédiaire du condensat ON-SPEC
<b>D005A</b>	Ballon de détente GPL brut pour le stockage intermédiaire du GPL OFF-SPEC
<b>D005B</b>	Ballon de détente GPL brut pour le stockage intermédiaire du GPL ON-SPEC
<b>E103</b>	Echangeur gaz-gaz N2
<b>E104</b>	Echangeur gaz-gaz N3
<b>E106</b>	Echangeur gaz-gaz N4
<b>E107</b>	Aéro-refrigérant N2
<b>E108</b>	Aéro-refrigérant N3
<b>E002</b>	Aéro-refregirant N4
<b>FRC 101C</b>	Vanne à l'effet Joule-Thomson
<b>GPL</b>	Gaz du Propane Liquéfié.
<b>H101</b>	Rebouilleur du déethaniseur
<b>H102</b>	Rebouilleur du débutaniseur

<b>K101</b>	Turbo-Expander
<b>K002</b>	Compresseur des Gaz moyennes pression
<b>LGN</b>	Liquides du Gaz Naturel
<b>Mtep</b>	Million de tonnes équivalent pétrole
<b>MPP IV</b>	Modul Processing Plant IV
<b>MEG</b>	Mono Ethylène Glycol
<b>NRTL</b>	Nationally Recognized Testing Laboratory
<b>PRCV 108</b>	Vanne Joule-Thomson
<b>P101</b>	Pompes de reflux
<b>SBC</b>	Station BOOSTING Centre
<b>SCS</b>	Station de Compression Sud
<b>SBN</b>	Station BOOSTING Nord
<b>SBS</b>	Station BOOSTING Sud
<b>SRK</b>	Soave-Redlich-Kwong
<b>T001</b>	Bac de stockage du Condensât
<b>T002</b>	Sphère de stockage du GPL
<b>UNIQUAC</b>	Universal Quasi Chemical
<b>UNIFAC</b>	Universal Functional Activity

## LISTE DES SYMBOLES

<b>Liste des Symboles</b>		
<b>Symboles</b>	<b>Significations</b>	<b>Unités</b>
<b>n</b>	Nombre de mole	<b>Mole</b>
<b>P</b>	Pression	<b>kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Ppc</b>	Pression pseudo critique	<b>kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Pci</b>	Pression critique du constituant i	<b>kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Pr</b>	Pression réduite	-
<b>PCS</b>	Pouvoir calorifique supérieur	<b>kJ/m<sup>3</sup></b>
<b>PCI</b>	Pouvoir calorifique inférieur	<b>kJ/m<sup>3</sup></b>
<b>PCi</b>	Pouvoir calorifique du constituant	<b>kJ/m<sup>3</sup></b>
<b>PC</b>	Pouvoir calorifique du gaz naturel	<b>kcal/m<sup>3</sup></b>
<b>Q</b>	Débit massique	<b>kg/h</b>
<b>Qm</b>	Quantité massique	<b>kg/kmole</b>
<b>R</b>	Constante des gaz parfaits	<b>Pas.m<sup>3</sup>/mole.K</b>
<b>T</b>	Température	°C
<b>Ts</b>	Température de sortie	°C
<b>Tpc</b>	Température pseudo critique	°C
<b>Tci</b>	Température Critique D'un constituant i	°C
<b>Tr</b>	Température réduite	-
<b>TVR</b>	Tension de vapeur Reid	<b>Psia</b>
<b>V</b>	Volume molaire du gaz	<b>m<sup>3</sup>/mol</b>
<b>Vm</b>	Volume molaire d'un gaz parfait.	<b>m<sup>3</sup>/mol</b>

<b><math>X_i</math></b>	Fraction molaire de constituant i dans le gaz naturel	-
<b><math>N_i</math></b>	Nombre de mole	-

## LISTE DES ANNEXES

Annexe A – SCHÉMA DE LA SECTION DU SÉPARATION À HAUTE PRESSION .....	70
Annexe B - Schéma de la Colonne du Stabilisation C101 (DéEthaniseur) : .....	71
Annexe C – Schéma de la Colonne Du Fractionnement C102 (DéButaniseur) : .....	72

# INTRODUCTION

## GENERALE



## **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

Avec le développement de la technologie du gaz naturel dans les dernières décades, son utilisation est variée, on le trouve dans des différents domaines comme une matière première dans l'industrie pétrochimique qui utilise beaucoup la fraction liquide du gaz naturel ( le gaz de pétrole liquéfié et le condensât ) et ça est justifiée par une demande qui augmente chaque année sur les GPL et condensât, donc il faut favoriser la production des hydrocarbures liquide dans les usines de traitement du gaz naturel qui ayant des valeurs élevées dans le marché plus que le gaz sec.

Les moyens de récupération des hydrocarbures liquides sont basés sur deux principes la détente isenthalpique par la vanne Joule-Thomson, l'autre moyen pour obtenir des basses températures se fait par une machine d'expansion par une détente isentropique.

Dans ce mémoire, nous avons proposé une étude comparative entre les procédés du traitement de gaz naturel : Procédé Hudson et Pritchard exploité dans la région Hassi R'mel, l'endroit où j'ai effectué ma Formation

Le présent travail est basé sur une simulation de la section Haute Pression en utilisant HYSYS, qui est un logiciel de simulation de procédés de Génie Chimique, afin d'étudier la performance des équipements de détentes en parallèle avec la chute de pression et leur impact sur les spécifications des produits ainsi que la récupération des hydrocarbures liquides.

Ce document est présenté sous forme de Chapitres.

Les trois Premiers chapitres : Dans le cadre d'étude bibliographique, nous avons mis en évidence un aperçu sur le gaz naturel, le GPL, et le condensat, une présentation du champ de Hassi R'mel en donnant une vue générale sur ce champ, ainsi qu'une description du procédé de traitement de gaz utilisé au sein du module IV.

Le quatrième chapitre : Ce chapitre a pour but de décrire les divers équipements de la détente et leurs principes de fonctionnement, il concerne ainsi les procédés Pritchard et Hudson.

Le dernier chapitre est consacré à la simulation et aux différents résultats obtenus et leurs interprétations, ainsi qu'une étude économique permettant la valorisation de nos résultats.

Enfin, ce mémoire est clôturé par une conclusion générale décrivant les principaux résultats obtenus.

# CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE GAZ  
NATURELET LEURS PRODUITS  
DERIVES



## CHAPITRE I : GÉNÉRALITÉ SUR LE GAZ NATUREL ET LEUR PRODUITS

### DÉRIVÉS

#### I.1 LE GAZ NATUREL :

##### I.1.1 Introduction :

Le gaz naturel est une composante vitale de l'approvisionnement énergétique mondial. C'est l'un des sources d'énergie les plus propres, les plus sûres et les plus utiles, alors que le monde évolue vers une économie à faibles émissions de carbone, le gaz devient un carburant de choix, en particulier pour la production d'électricité dans des nombreuses régions. (Bahadori.A, 2014)

Bien que l'utilisation principale du gaz naturel soit comme carburant, c'est aussi une source d'hydrocarbures pour la matière première pétrochimique et une source majeure de soufre élémentaire, un produit chimique industriel important. (Mokhatab.S, 2019)

Le gaz naturel a également un large éventail d'autres utilisations dans l'industrie, non seulement comme source de chaleur et d'électricité, mais également comme source d'hydrogène précieux nécessaire au raffinage du pétrole brut ainsi qu'à la production de plastiques et de produits chimiques. (Speight, 2018)

##### I.1.2 Définition De Gaz Naturel :

Le gaz naturel est un combustible fossile. Comme le pétrole et le charbon, cela signifie qu'il s'agit essentiellement des restes des plantes, d'animaux et des micro-organismes qui ont vécu il y a des millions et des millions d'années. (Bahadori.A, 2014)

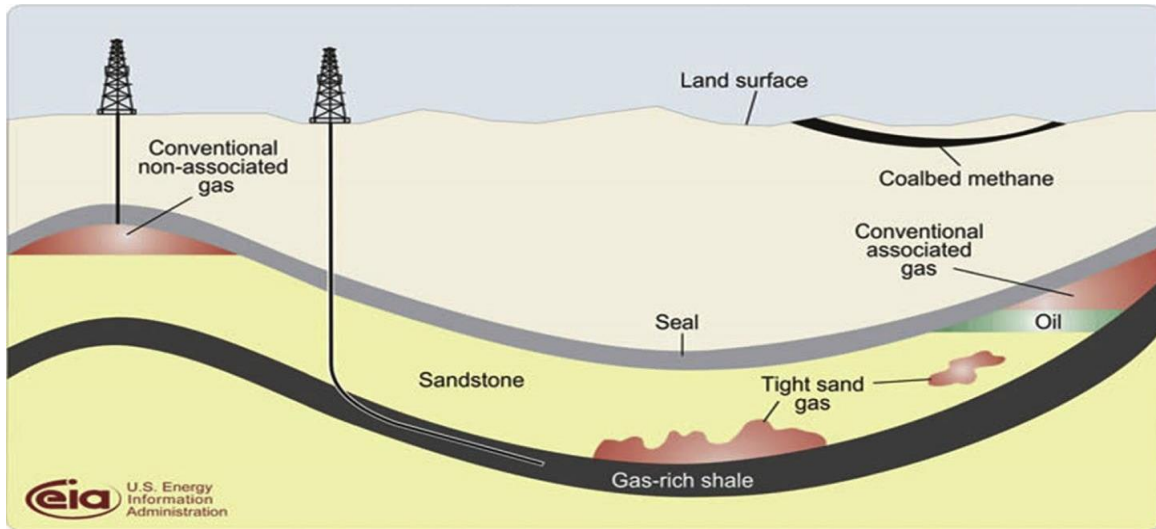
Le gaz naturel est le gaz obtenu à partir des réservoirs souterrains naturels, soit sous forme de gaz libre, soit de gaz associé au pétrole brut. Il contient généralement des grandes quantités de méthane ( $C_1H_4$ ) ainsi que des quantités décroissantes d'autres hydrocarbures. Des impuretés telles que  $H_2S$ ,  $N_2$  et  $CO_2$  se trouvent souvent avec le gaz. Il est généralement saturé de vapeur d'eau. (H. K. Abdel-Aal, 2003)

##### I.1.3 Origine et Sources de Gaz Naturel :

**Gaz biogénique** : se forme à faible profondeur et à basse température en raison de l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments.

**Gaz thermogénique** : se forme à de plus grandes profondeurs par dégradation de la matière organique, appelée kérogène, accumulée dans les sédiments à grains fins, cette dégradation se produit par les effets combinés de la température et de la pression. (Mokhatab.S, 2019)

**Gaz abiogène** : Extrêmement profonds sous la croûte terrestre, il existe des gaz riches en hydrogène, et à mesure que ces gaz s'élèvent vers la surface de la Terre, ils peuvent interagir par l'activité catalytique des minéraux en l'absence d'oxygène pour former du méthane (méthane abiogène). (Speight, 2018)



**Figure I-1:** Géologie schématique des ressources en gaz naturel

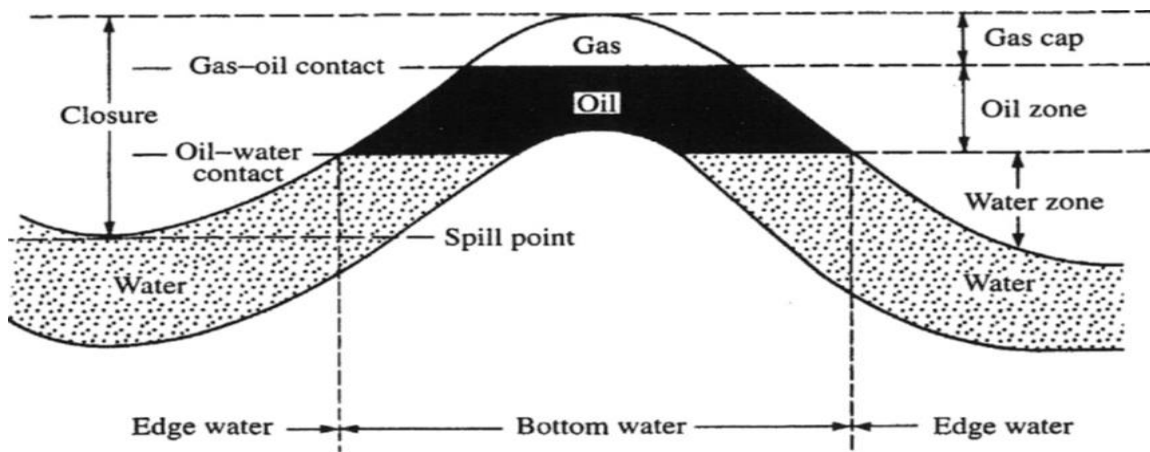
#### I.1.4 Types des Ressources en Gaz Naturel :

Les ressources en gaz naturel diffèrent par les caractéristiques géologiques de leur roche réservoir. En fait, le gaz naturel provient à la fois de formations géologiques suivantes :

##### I.1.4.1 Gaz Conventionnel :

Le gaz conventionnel est généralement un « gaz libre » piégé dans de multiples zones poreuses dans des formations rocheuses naturelles, il peut être extrait via des techniques traditionnelles relativement simples et peu coûteuses. (Mokhatab.S, 2019)

- **Gaz associé** : est présent au contact et / ou dissous dans le pétrole brut et est coproduit avec lui.
- **Gaz naturel non-associé** : se trouve dans des réservoirs ne contenant pas de pétrole et contient un rapport de méthane plus élevé que le gaz associé. (Matar.S, 2000)



**Figure I-2:** Un réservoir anticlinal contenant du pétrole et du gaz associé

#### I.1.4.2 Gaz Non-Conventionnels :

Le gaz non-conventionnel est le terme collectif désignant le gaz naturel conservé dans des formations différentes des réservoirs conventionnels. Les principaux types de ressources de gaz naturel non-conventionnel sont : le gaz de schiste, Les gaz de réservoirs compacts (tight gas) et le gaz de charbon (coalbed methane), et les aquifères géopressurisés, et les hydrates de méthane.

Une caractéristique commune des différents types de ressources gazières non-conventionnelles est qu'ils contiennent des grandes quantités de gaz naturel, mais il est généralement plus difficile de produire ce gaz par rapport aux roches réservoirs conventionnelles. (Mokhatab.S, 2019)

La plupart de la croissance de l'offre à partir des ressources de gaz récupérables d'aujourd'hui se trouve dans des formations non conventionnelles. (Bahadori.A, 2014)

#### I.1.5 Types De Gaz Naturel :

Selon la proportion d'hydrocarbures plus lourds que le méthane, différents types de gaz naturel (sec, humide et condensat) peuvent être considérés.

Le gaz naturel est considéré comme « *sec* » lorsqu'il s'agit de méthane pur, la plupart des autres hydrocarbures couramment associés ayant été éliminés.

Lorsque d'autres hydrocarbures sont présents, le gaz naturel est « *humide* », où il forme une phase liquide pendant la production dans des conditions de surface.

Les gaz « *condensat* » ont une forte teneur en hydrocarbures liquide et forment une phase liquide dans le réservoir pendant la production, et aussi pendant le procédé de traitement

Les gaz naturels sont généralement classés en fonction de leur teneur en liquides comme *Lean* ou *Rich* et selon la teneur en soufre comme *Sweet* ou *Sour*. (Mokhatab.S, 2019)

### I.1.6 Propriétés Du Gaz Naturel :

La minéralogie d'une roche détermine ses propriétés physiques et chimiques. Dans une roche, les propriétés physiques telles que la densité, la compressibilité et les propriétés de mouillage contribuent aux propriétés de réservoir telles que la porosité, la perméabilité.

Aussi, les propriétés chimiques d'une roche de réservoir sont particulièrement importantes dans les opérations de forage et de production afin de prédire comment la formation réagira lorsqu'elle sera exposée à des matériaux étrangers tels que la boue de forage et les produits chimiques de production. (Speight, 2019)

De plus, la pression à l'intérieur du réservoir peut également avoir une influence majeure sur les propriétés du gaz, tel qu'il apparaît à la tête de puits. (Speight, 2018)

#### I.1.6.1 Propriétés chimiques et physiques :

Le gaz naturel est incolore, inodore, insipide, informe et plus léger que l'air, le gaz naturel après un traitement approprié pour la réduction des gaz acides et l'ajustement du point de rosée des hydrocarbures serait alors vendu dans les limites prescrites de pression, de pouvoir calorifique et éventuellement *Wobbe Index*. (Mokhatab.S, 2019)

#### I.1.6.2 Propriétés thermodynamiques :

Les principes de la thermodynamique sont très largement énoncés dans la prévision des propriétés des hydrocarbures. Les propriétés les plus intéressantes sont la chaleur spécifique du gaz naturel et son coefficient De Joule-Thomson. (Mokhatab.S, 2019)

#### I.1.6.3 La Chaleur Spécifique

La chaleur spécifique est définie comme la quantité de chaleur nécessaire pour augmenter la température d'une masse unitaire d'une substance par l'unité. Il s'agit d'une propriété intensive d'une substance. Il peut être mesuré à pression constante ( $CC_{PP}$ ), ou à volume constant ( $CC_{VV}$ ).

Où  $H$  est l'enthalpie molaire (Btu/lbmole),  $U$  est l'énergie interne molaire (Btu/lbmole),  $C_p$  est la chaleur spécifique molaire à la pression constante (BTU/lbmole-°R), et  $C_v$  est la chaleur spécifique molaire à volume constant (Btu/lbmole-°R).

Les deux capacités thermiques sont liées thermodynamiquement. Il peut être prouvé que cette relation est contrôlée par le comportement P, V, T des substances par la relation suivante :

$$C_p - C_v = T \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \left( \frac{\partial P}{\partial T} \right)_v$$

Pour les gaz idéaux :

$$C_p - C_v = R$$

Où R est la constante des gaz Parfait. (Mokhatab.S, 2019)

#### I.1.6.4 Le Coefficient de Joule-Thomson

Lorsqu'un gaz non idéal passe d'une haute pression à une basse pression, il y a souvent un changement de température. Notez que c'est loin d'être un effet réversible. Il s'agit toutefois d'un effet adiabatique dû au fait que le changement de pression se produit trop rapidement pour qu'un transfert de chaleur significatif se produise. Thermodynamiquement, le coefficient JouleThomson est défini comme :

$$\eta = \frac{RT^2}{PC_p} \left( \frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \quad \eta = \left( \frac{\partial T}{\partial P} \right)_H$$

#### I.1.7 Le gaz naturel comme matière première pour l'industrie pétrochimique :

En général, les matières premières primaires sont des substances naturelles qui n'ont pas été soumises à des changements chimiques après avoir été récupérées. Le gaz naturel et le pétrole brut sont les matières premières de base pour la fabrication des produits pétrochimiques.

Le gaz naturel et le pétrole brut sont les principales sources des hydrocarbures intermédiaires ou des matières premières secondaires pour la production pétrochimique. À partir du gaz naturel, l'éthane et le GPL sont récupérés pour être utilisés comme intermédiaires dans la production d'oléfines et des dioléfines. Les produits chimiques importants tels que le méthanol et l'ammoniac sont également basés sur le méthane via le gaz de synthèse. D'autre part, les gaz de raffinerie provenant de différents systèmes de traitement du pétrole brut sont des sources importantes pour les oléfines et le GPL.

Le charbon, le schiste bitumineux et le sable bitumineux sont des matières premières carbonées complexes et d'éventuelles sources futures d'énergie et de produits chimiques.

Toutefois, ils doivent subir un traitement long et approfondi avant de produire des

combustibles et des produits chimiques similaires à ceux produits à partir de pétrole brut (gaz naturel de substitution (SNG) et de bruts synthétiques à partir de charbon, de sable bitumineux et de schiste bitumineux). (Matar.S, 2000)

**Tableau I-1:** Propriétés physiques sélectionnées des paraffines C1–C4 (Matar.S, 2000)

Nom	Formulaire	Specific Gravity	Point d'ébullition (°C)	PCS (Btu/ft <sup>3</sup> )
Méthane	CH <sub>4</sub>	0.554*	-161.5	1,009
Éthane	CH <sub>3</sub> CH <sub>3</sub>	1.049*	-88.6	1,800
Propane	CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>	1.562*	-42.1	2,300
n-Butane	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>	0.579	-0.5	3,262
Isobutane	(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> CHCH <sub>3</sub>	0.557	-11.1	3,253

\*Air= 1.000

### I.1.7.1 Le Stockage du Gaz Naturel :

Les installations de stockage de gaz contribuent largement à la fiabilité dès l'approvisionnement en gaz aux consommateurs et permettent aux fournisseurs de gaz de stabiliser les fluctuations de la consommation quotidienne de gaz. Le gaz naturel dans le stockage sert également de l'assurance contre les accidents imprévus, les catastrophes naturelles ou d'autres événements qui peuvent affecter la production ou la livraison de gaz naturel. (Speight, 2019)

Essentiellement, il existe deux types d'installations de stockage pour le gaz naturel :

- a) Capacité relativement petite (jusqu'à **15 MMscf [400 000 Sm<sup>3</sup>]**) au-dessus du sol, des supports de gaz à toit flottant qui fonctionnent à une pression proche de la pression ambiante.
- b) Des installations souterraines beaucoup plus grandes (réservoirs de pétrole ou de gaz épuisés, formations de cavernes de sel et aquifères) qui fonctionnent à des pressions élevées. (Arthur J. Kidnay, 2006)

### I.1.7.2 Le Transport de Gaz Naturel :

Le transport est un aspect essentiel de l'industrie gazière, Le gaz naturel est transporté en toute sécurité, de manière fiable et économique par des pipelines ou des navires qui servent à acheminer l'approvisionnement en gaz de divers puits de production vers la métropole.

**Les Pipelines** : Les spécifications assurent la qualité du gaz pour fournir un gaz de carburant propre et sûr aux consommateurs. Les pipelines sont un moyen de transport très pratique, mais ont souvent une flexibilité limitée. (Mokhatab.S, 2019)

Étant donné que le gaz naturel tel qu'il est livré aux pipelines n'a pratiquement aucune odeur, l'ajout d'un odorant est exigé afin que la présence du gaz puisse être détectée facilement en cas d'accidents et de fuites. Cette odorisation est fournie par l'ajout des traces de certains composés organiques soufrés au gaz avant qu'il n'atteigne le consommateur.

**Gaz Naturel Liquéfié** : La technologie du gaz naturel liquéfié (GNL) s'est avérée efficace au cours des 50 dernières années. Lorsque le gaz naturel est refroidi à environ  $-162\text{ °C}$  ( $-260\text{ °F}$ ) à la pression atmosphérique, un liquide condensé se forme et est appelé gaz naturel liquéfié (GNL).

La réduction de volume est d'environ **1/600** le volume de gaz naturel à la pointe du brûleur. Les propriétés physiques du GNL permettent son transport sur des longues distances par les Méthanier à travers les océans vers les marchés et pour sa distribution locale par regazéification ou par des camions (Mokhatab.S, 2019)

## I.2 GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉ :

### I.2.1 Définition du GPL :

Le GPL signifiant Gaz de Pétrole Liquéfié, Est un mélange d'hydrocarbures légers composé essentiellement : de butane ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) et de propane ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) sont HC saturé associées à d'autres composés en quantités infinitésimales comme le Méthane ( $\text{C}_1\text{H}_4$ ) et l'Ethane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ).

La composition molaire est variable selon leur source.).

Dans des conditions normales ( $T=15\text{°C}$ ) et ( $P=1\text{ bar}$ ), les GPL sont naturellement gazeux. Ils peuvent être liquéfiés à faible pression où par un refroidissement. C'est cet état liquide qui permet de les manipuler, transporter et stocker facilement, il se gazéifie au moment de son utilisation.

### I.2.2 Les sources du GPL : Le

GPL est obtenu principalement ;

- Lors du raffinage du pétrole brut;

- Au cours des opérations de traitement du gaz naturel ; (Dahbia et Riyed, 2017) ➤ Les unités GNL lors de l'opération de liquéfaction du gaz naturel.

### I.2.3 Propriétés Chimiques et Physiques du GPL :

**Couleur et odeur :** À l'état naturel, le GPL est incolore et aussi inodore. Le GPL que l'on trouve dans le commerce contient un Additif chimique (le diéthylmercaptane ou le diméthylsulfide) à base de soufre, afin de faciliter la détection des fuites.

**Densité :** Le GPL aux conditions normales de pression et température est un gaz plus lourd que l'air et plus léger que l'eau dans l'état liquide. (250L/gaz=1L/liquide)

**Dilatation :** à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).

**Pouvoir Calorifique Supérieur :** Le GPL ayant un pouvoir calorifique élevé

- Propane : PC = 22506 (kcal/kg)
- N-butane : PC = 29622 (kcal/kg).

**Corrosivité, Teneur en soufre :** Le GPL est non corrosif à l'acier mais généralement au cuivre et à ces alliages ou à l'aluminium et la teneur en soufre doit être inférieure ou égale à 0,005% en masse.

**Toxicité, fluidité :** Les GPL sont non toxiques, non corrosifs, très fluides tant à l'état liquide qu'à l'état gazeux. Ces deux gaz peuvent dissoudre certaines matières telles que les huiles, graisses, vernis, caoutchoucs naturels, etc.

**Inflammabilité :** La combustion du GPL n'est possible que si le pourcentage de gaz dans l'air se situe entre 2 et 10 %, Donc dans des limites relativement faibles. (Dahbia et Riyed, 2017)

### I.2.4 Stockage et Transport du GPL :

Le GPL est stocké sous forme liquide sous pression dans des réservoirs sphériques ou cylindriques horizontaux en acier ou en aluminium. Par une autre manière, On peut le stocker les GPL à basse température (stockage cryogénique). Il existe une large gamme de réservoirs tel que :

Les réservoirs aériens sont revêtus d'une couche de peinture blanche afin d'éviter un échauffement trop important du GPL pendant la période estivale.

Les réservoirs enterrés sont protégés de la corrosion par leur peinture et par un système de protection cathodique, ou par une coque en matière plastique.

Tous les modes de transport valables pour les produits pétroliers peuvent être employés pour les gaz liquéfiés : pipelines, navires pétroliers, péniches, camions, wagons citernes, bouteilles.

### I.2.5 Domaine utilisation du GPL :

Actuellement, les GPL offrent une puissance énergétique nettement supérieure aux autres sources d'énergies ce qui explique la diversité des domaines de leurs utilisations, On peut regrouper cette utilisation dans les secteurs Suivants :

Résidentiel, Agriculture, Transport, commercial, matière première pour L'industrie pétrochimique, combustible de raffinerie. Industriel

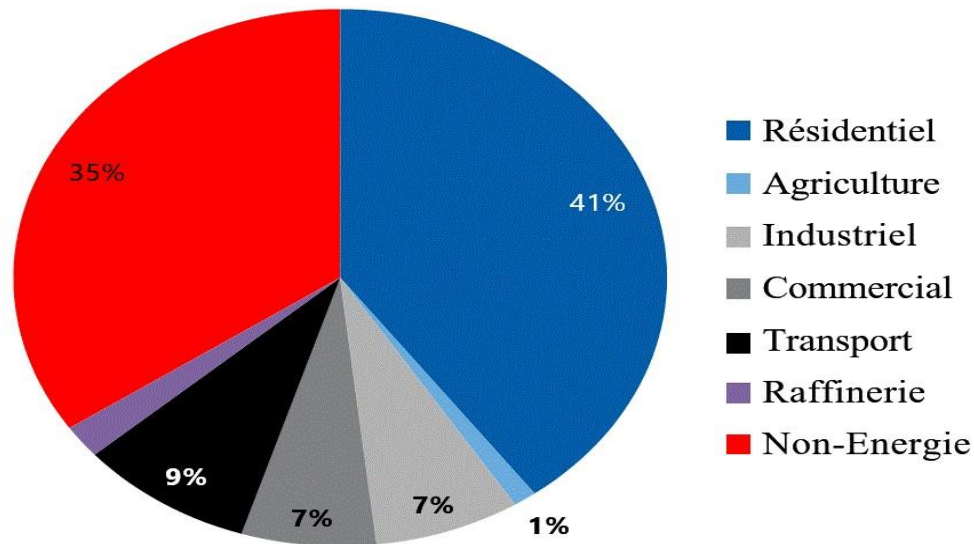


Figure I-3: La demande en GPL par Secteur

#### I.2.5.1 Secteur du Transport :

Le GPL est le troisième carburant de transport routier le plus courant dans le monde, après l'essence et le diesel.

Utilisé comme carburant efficace pour les véhicules, le **GPL/C** a largement prouvé ses qualités à être un carburant alternatif avantageux tant au plan économique qu'au plan écologique avec les avantages suivants : (Dahbia et Riyed, 2017)

- L'indice d'octane élevé du **GPL/C**
- Un carburant qui produit moins de **CO<sub>2</sub>** et de **CO**, et ne contient pas de Plomb. **I.2.5.2**

**Secteur Agriculture :**

Energie moderne et écologique, les GPL peuvent jouer un rôle essentiel dans le développement de l'agriculture. Les GPL sont couramment utilisés dans le secteur agricole pour :

- La déshydratation et le séchage des végétaux,
- Le chauffage des serres,
- Le désherbage thermique (en substitution de produits chimiques),
- Comme carburant pour les véhicules agricoles,
- Comme insectifuge.

**I.2.5.3 Secteur Résidentiel :**

GPL comme combustible pour la cuisson reste le secteur dominant et augmentera fortement en particulier dans le sud et l'Asie du Sud, trois pays dominent encore ce secteur : la Chine, l'Inde et le Japon, affichant un total de plus de 138mn t. ([Appleton, 2019](#))

Il existe aussi d'autre utilisation dans la climatisation pour la construction des réfrigérateurs et aussi comme une Source de chauffage

**I.2.5.4 L'industrie Pétrochimique :**

Avec le développement de l'industrie pétrochimique, le GPL attire plus d'attention en tant que matière première de base pour l'industrie pétrochimique, à cause de la demande globale du GPL qui s'accroît d'année en année, et son utilisation dans ce domaine est variée.

La demande mondiale dans ce secteur s'élevait à 86 millions de tonnes en 2018. ([Statistical Review of Global LPG 2019, 2020](#))

Le butane et le propane obtenus par la séparation du GPL, sont généralement utilisés comme charge de vapocraqueur afin d'obtenir des oléfines, qui vont servir comme matière première pour la synthèse des caoutchoucs, matière plastique etc...(Dahbia et Riyed, 2017)

**I.2.5.4.1 Utilisation pour le Propane :**

Il existe encore des procédés qui utilisent les GPL Comme charge pour l'obtention de différents produits à savoir :

- La réfrigération (boucle propane) ➤ La Déshydrogénation du Propane (**PdH**) :
- Ethylène et propylène par pyrolyse.
- Acétaldéhyde, formaldéhyde, acide acétique par oxydation.
- Nitroéthane et nitropropane par nitration.

#### **I.2.5.4.2 Utilisation pour le Butane :**

Le butane est principalement utilisé comme gaz combustible dans le mélange GPL. La déshydrogénation du n butane en butène et en butadiène est une voie importante pour la production de caoutchouc synthétique.

Les trois principaux marchés de l'isobutane sont les suivants :

- ✚ Comme matière première pour la production de MTBE (méthyl tertiaire butyl éther).
- ✚ Comme matière première dans la production d'essence reformulée,
- ✚ Comme matière première pour la production d'oxyde de propylène. **I.2.6**

#### **Le marché du GPL dans le Monde :**

##### **I.2.6.1 Production Du GPL :**

La production mondiale totale pour 2018 était estimée à **317** millions de tonnes, soit environ **3,6%** de plus qu'en 2017.

Principale production incrémentale en provenance des États-Unis, résultat d'une exploitation plus poussée du schiste. Une production supplémentaire a également été prévue en provenance du Moyen-Orient et de l'Australie. La plus grande partie de cette utilisation sera disponible pour l'exportation vers les marchés mondiaux. (**Appleton, 2019**)

### I.2.6.2 La consommation du GPL dans le monde :

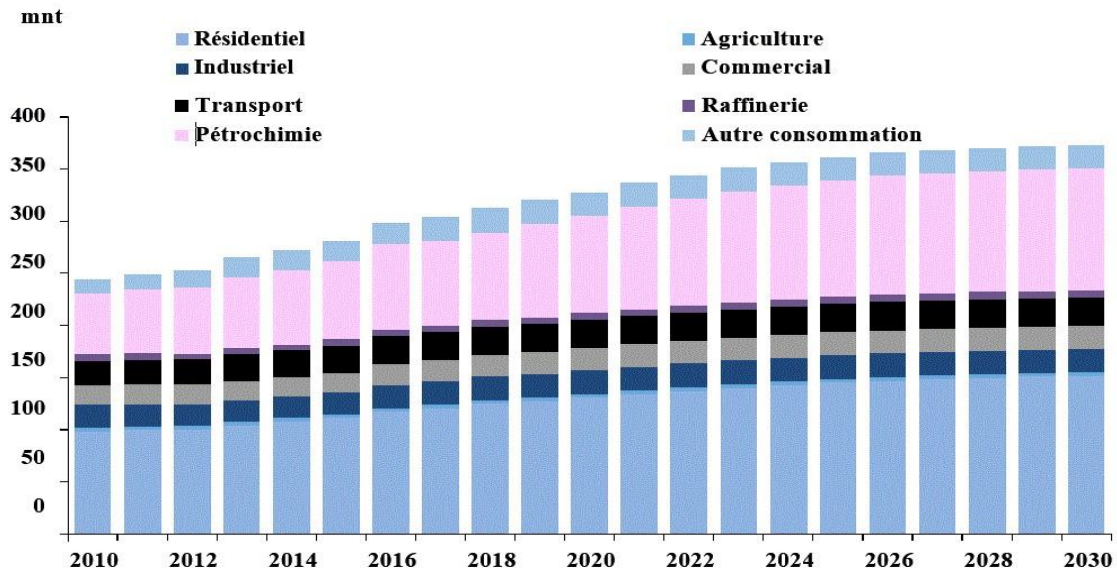


Figure I-4: La demande globale du GPL

La consommation mondiale totale pour 2018 a été évaluée à 313 mmt, soit environ 3,8 % de plus qu'en 2017. (Statistical Review of Global LPG 2019, 2020)

Le rôle de l'Inde et de l'Indonésie en tant que consommateurs clés est évident depuis quelques années, mais en tant que troisièmes et dixièmes consommateurs de GPL, respectivement, et avec un chiffre combiné de la demande de plus de 30 mn t/an.

Avec le flux commercial sino-américain à tué, les produits américains atteignent désormais plus loin, et représentent la plupart des importations Japon et Corée, le GPL américain est désormais bien implanté en Indonésie et commence à atteindre l'Inde.

Il est l'un des plus petits pays d'Asie et d'Afrique qui affichent les taux de croissance les plus élevés. Bangladesh une nouvelle fois affiché des chiffres forts, Nigéria étant en tête de l'Afrique avec une estimation de 780 000 t / an.

Les usines de déshydrogénation du propane (PdH) qui sont principalement responsables de l'utilisation supplémentaire de GPL dans ce secteur en Asie. (Appleton, 2019)

## I.3 LE CONDENSAT :

### I.3.1 Généralités sur le Condensat

Le condensat est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffinées, de  $iC_5H_{12}$  jusqu'au  $C_{12}H_{26}$  et plus, généralement extrait des gisements du Gaz à condensat. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression. (Dahbia et Riyed, 2017)

### **I.3.2 Les caractéristiques du Condensat**

Les principales caractéristiques du condensat sont :

- **Aspect** : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- **Poids spécifique** : Poids spécifique du condensat est compris entre 0,7 à 0,8.
- **Point d'éclair** : Son point d'éclair est inférieur à 40°C.
- **Limites d'inflammabilités** : Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilités sont approximativement : 1,4 et 7,6% (dans l'air).
- **Densité de vapeur** : Les vapeurs du condensat sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 fois plus grande que celle de l'air
- **Explosivité et d'inflammabilités** : Le condensat est un fluide hautement inflammable et évaporable à une température normale et pression normale, du fait qu'il n'est pas électro conducteur, il ne présente pas de danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation...etc. les vapeurs du condensat constituent un mélange gazeux explosif se répandant par terre du fait de sa densité plus élevée que celle de l'air
- **Toxicité physiologique** : Les vapeurs du condensat sont toxiques. Lorsqu'un homme est exposé à ces vapeurs, le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivie de symptômes névropathies (étourdissement). Lorsque la concentration des vapeurs du condensat est de l'ordre de 0,025% à 0,05% volumique dans l'air, elles ne peuvent pas causer des symptômes sérieux, même après plusieurs heures d'inhalation
- **Précautions hygiéniques** : Pour prévenir l'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir la concentration des vapeurs du condensat à moins de 300 ppm. (Dahbia et Riyed, 2017)

### **I.3.3 Stabilisation du Condensat :**

Il existe deux procédés de stabilisation du condensat : séparation flash en cascade et séparation par distillation.

- A. **Séparation flash Cascade** : se compose de plusieurs séparateurs et compresseurs, ce qui est commun dans les usines de traitement du gaz offshore en raison de sa simplicité, mais ses rendements d'efficacité et de condensat sont plus faibles.
- B. **Séparation par distillation** : est plus complexe et plus efficace, ce qui est fréquent dans les usines de traitement de gaz à terre. (Mokhatab.S, 2019)

### **I.3.4 Domaine d'utilisation du Condensat**

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

- Utilisation du Condensat dans la pétrochimie :

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

Il est principalement utilisé pour la production des oléfines par le vapocraquage.

- Utilisation du Condensat dans le raffinage :

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

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence, en transformant les normales paraffines en iso-paraffines qui ont un haut indice octane utilisé également dans le reforming catalytique. (Dahbia et Riyed, 2017)



# CHAPITRE II

## DESCRIPTION DE LA REGION

### HASSI R'MEL

## CHAPITRE II : DESCRIPTION DU LA REGION HASSI R'MEL

### II.1 APERÇU GÉOGRAPHIQUE : LE GISEMENT DE GAZ DE HASSI R'MEL :

HASSI R'MEL est une région industrielle se situe approximativement à 550 km au sud d'Alger. Entre les wilayas de LAGHOUAT au nord et GHARDAIA au sud, l'altitude moyenne est d'environ 760 m au-dessus du niveau de la mer.

Le gisement de gaz de Hassi R'mel est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. Il a une forme d'ellipse s'étale sur plus de 3500 km<sup>2</sup>, 70 km du nord au sud et 50 km d'est en ouest, Il se situe à une profondeur de 2200 m. avec un volume de gaz à condensat, initialement en place, estimé à près de 3000 milliards de standard mètre cube récupérables.

Les études du gisement ont prouvé que le réservoir contenait du gaz, du condensat et du GPL, les richesses initiales étaient de 200 g/m<sup>3</sup> pour le condensat et de 80 g/m<sup>3</sup> pour le GPL avec une température de 90 °C et une pression de 310 kg/cm<sup>2</sup>. (Dahbia et Riyed, 2017)



Figure II-1: Extrait issue de la Carte énergétique SONATRACH 2018

### II.2 HISTORIQUE ET DÉVELOPPEMENTS DU CHAMP HASSI R'MEL

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 par le forage du premier puit dénommé HR1, venait d'être implanté au sommet de cette couche qui est nommée Roche Magasin.

Pendant la période de 1957 à 1960, furent forés huit puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8, HR9) au voisinage de HR1 confirmèrent la découverte du gisement qui ont mis à jour l'existence de trois réservoirs (A, B, C). (GUENDAFA, 2019)

- ❖ **Réservoir A** : s'étend sur tout le champ de Hassi R'mel, son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30m.
- ❖ **Réservoir B** : limité à la zone centrale et la zone nord du champ.
- ❖ **Réservoir C** : s'étend sur la majeure partie du champ sauf la zone sud, c'est le plus épais des trois niveaux et le plus important.

Les études complémentaires du réservoir ont mis en évidence la présence de pétrole brut tout autour du gisement, mais plus particulièrement dans les parties Est et Sud du champ. [Réf 2]

Le développement de Hassi R'mel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement, plus de 2000 milliards de mètre cube ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays. (GUENDAFA, 2019)

Trois étapes importantes ont marqué le développement du champ de Hassi R'mel.

■ **Première étape (1961-1969) :**

- 1961 : mis en service des anciennes unités du module « O » avec une capacité de traitement de gaz sec de 1.3 milliard de  $m^3/an$
- 1969 : la capacité de production est portée à 4 milliards  $m^3/an$  avec la réalisation des 4 unités supplémentaires.

■ **Deuxième étape (1970-1974) :**

La capacité de production du champ de Hassi R'mel a été élevée jusqu'à 14 milliards de  $m^3/an$  après la nationalisation des hydrocarbures en 1971.

■ **Troisième étape (1975-le présent) :**

Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ en mesure de répondre aux besoins énergétiques du pays ainsi qu'aux besoins de nos partenaires.

Ce plan a permis de doter Hassi R'mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits, La capacité de traitement a été portée à 94 milliards de  $m^3/an$  avec :

- ✚ La réalisation de 4 complexes (module 1,2, et 4) de traitement de gaz dont la capacité nominale unitaire est de 20 milliards de  $m^3/an$  de gaz sec.
- ✚ Le forage de 150 puits producteurs et 52 puits injecteurs.
- ✚ La réalisation de deux stations de réinjection de gaz d'une capacité unitaire de 30 milliards  $m^3/an$  et d'une puissance unitaire de 600000 CV.
- ✚ La réalisation des réseaux de collecte et de desserte de 1000 km.

1978-1980 : la mise en place d'Un Centre de stockage et de transfert de condensat et de GPL(CSTF).

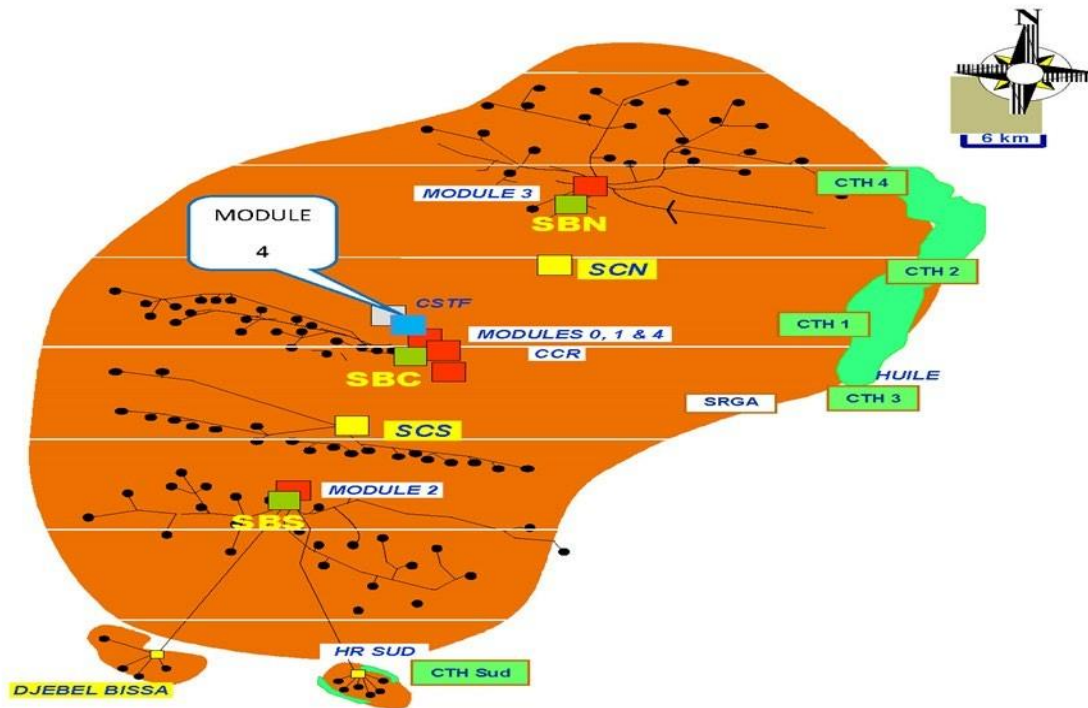
1981 – 1993 : Réalisation et mise en service de cinq (05) centres de traitement d'huile.

1998 : Construction d'un nouveau centre de formation grâce à la demande croissante en formation de la part des structures et le souci permanent de s'adapter aux technologies nouvelles. A l'origine, c'était un petit centre de formation de 250 places. A commencé en 1976, suite au développement du Pôle de Hassi R'mel.

2000-2005 : Mise en place du projet Boosting pour le maintien de la pression et l'exploitation des unités en place sans changement du process. (GUENDAFA, 2019)

### **II.3 ZONE D'ACTIVITÉ À HASSI R'MEL :**

Le plan d'ensemble des installations gazières implantées sur le champ de Hassi R'Mel est élaboré de façon à avoir une exploitation notionnelle du gisement et un pouvoir de récupérer le maximum de liquide. Les cinq modules de traitement de gaz (0, 1, 2, 3, et 4) sont disposés d'une manière alternée par rapport aux deux stations de compression (station nord et sud), pour la raison d'un meilleur balayage du gisement. (GUENDAFA, 2019)



**Figure II-2:** Les Zones d'activités au niveau de HASSI R'MEL  
Le champ de Hassi R'mel se compose de trois zones principales d'exploitation :

### II.3.1 Zone nord :

- Module « III » alimenté par les puits du nord, Comporte 3 trains identiques
- SCN : Station de compression Nord et de réinjection
- SBN : Station BOOSTING Nord ;
- CTH : Centre de Traitement d'Huile.

### II.3.2 Zone centrale :

- Module « O » Comporte Deux trains identiques
- Module « I » Comporte trois trains identiques
- Module « IV » Comporte trois trains identiques
- Unité de PHASE B (la Phase Communs).
- CSTF : Centre de Stockage et de Transfert Facilites ;
- CNDG : Centre National de Dispatching Gaz ;
- SBC : Station BOOSTING Centre ;
- CTH : Centre de Traitement d'Huile ;

### II.3.3 Zone sud :

- Module « II » : Identique au module « III et IV », qui est alimenté par les puits du sud.
- SCS : Station de Compression Sud ;
- Centre de Traitement de Gaz Djebel-Bessa ➤ CTG-HR- Sud : Centre de Traitement de Gaz ; ➤ SBS : Station BOOSTING Sud.

## **II.4 COMPOSITION D'UN PARC D'EXPLOITATION :**

### **II.4.1 Les Modules (MPP) :**

C'est le diminutif de « **Module Processing Plant** » qui désigne une unité de traitement. Il est constitué d'un ensemble d'équipements conçus et réalisés pour permettre un traitement spécifique du gaz, condensat et GPL, conformément à un procédé approprié et répondant aux spécifications commerciales.

Cinq modules sont implantés à Hassi R'mel. Quatre ont une capacité unitaire de 60 millions de m<sup>3</sup>/jour. Le cinquième est le module « O » qui est le plus ancien avec une capacité de 30 millions/jour. Les modules (1) et (0) disposent d'une unité complémentaire commune (phase B)

Un sixième module dessert le petit gisement de Djebel Bissa avec une capacité de 6 millions de m<sup>3</sup>/jour. Il est désigné par l'appellation : Centre de traitement de gaz (CTG).

La fonction exploitation XP a pour mission de gérer les équipements des unités de traitement (pour séparer les fractions liquides du gaz brut pour une meilleure valorisation) et les stations de compression pour la réinjection. (SOFIANE, 2010)

### **II.4.2 Centre de Stockage et de Transfert Facilites (CSTF) :**

Le condensât et le GPL produits par tous les modules de traitement de gaz sont acheminés vers le CSTF. Là, ils sont débarrassés des éventuelles quantités d'eau résiduelles et comptabilisés avant d'être expédiés à travers un système de comptage vers ARZEW, au moyen d'un Oléoduc de 28 pouces pour le condensat et 24 pouces pour le GPL, Le CSTF comprend :

- Trois (3) bacs de 35000 m<sup>3</sup> et quatre (4) de 45000 m<sup>3</sup>, pour le stockage du Condensât.
- Douze (12) sphères de 7000 m<sup>3</sup> chacune, pour le stockage du GPL. (SOFIANE, 2010)

### **II.4.3 Centre national de dispatching gaz (CNDG) :**

Ce centre est constitué d'un ensemble d'installations qui comporte pipelines, vannes automatiques, équipements de régulation, équipements de comptage...etc., commandé à partir d'une salle de contrôle et qui permette la récupération de tout le gaz produit à Hassi R'mel et dans le sud Algérien et sa répartition vers les différentes destinations :

- ❖ Les centrales de production d'électricité ;
- ❖ Les usines de liquéfaction du GN à Arzew et Skikda ;
- ❖ Les gazoducs desservant l'Italie via la Tunisie ;
- ❖ Les gazoducs desservant l'Espagne via le Maroc ;
- ❖ Les stations de compression et de réinjection de gaz dans les gisements de HR' ;
- ❖ La consommation domestique et industrielle dans le pays. (SOFIANE, 2010)

### **II.4.4 Station du Boosting :**

#### **II.4.4.1 Le rôle de station boosting :**

Depuis le début d'exploitation du gisement gazier de Hassi R'mel jusqu'à ce jour, on enregistre de plus en plus une baisse de pression graduellement. Alors que cette pression ne doit pas chuter au-dessous de 100 bars, parce que le traitement du gaz se base sur plusieurs détentes, et pour la récupération de maximum de liquides (GPL et Condensât) il faut réaliser de grandes détentes, le Boosting est une nécessité incontournable. (SOFIANE, 2010)

Compte tenu du profil de soutirage considéré, le procédé de Boosting n'a été introduit qu'en 2003, par la réalisation des projets suivants :

Forage des (59) puits additionnels répartis sur les trois zones : Centre, Nord et Sud.

Un nouveau réseau de collectes W8 sur le Module 3 et 4, et la modification du réseau de collectes existant pour le rendre compatible avec les nouveaux paramètres de service des modules à partir de l'année 2003. (SOFIANE, 2010)

#### **II.4.4.2 Les différentes stations Boosting :**

Les Trois stations sont reparties comme suite :

- **Station Boosting centrale**, qui augmente la pression qui provient de 92 puits producteurs pour les modules MPP0, MPP1 et MPP4.
- **Station Boosting Nord**, qui augmente la pression qui provient de 38 puits producteurs pour le module MPP3.
- **Station Boosting Sud**, qui augmente la pression qui provient de 40 puits producteurs pour le module MPP2.

Ces stations sont conçues de façon à comprimer le gaz brut jusqu'à une pression ou moins supérieur à 100 bars pour maintenir l'exploitation durable dans les Cinq modules.

#### **II.4.5 Station de Compressions :**

Le but de réinjection du gaz sec dans les gisements et de maintenir la pression élevée afin de récupérer le maximum des liquides (GPL et condensat). La capacité de réinjections de chaque unité des deux stations de compressions nord et sud est de 90 millions standard de m<sup>3</sup>/jour.

La compression s'effectue en deux étages BP et HP avec un refroidissement intermédiaire assuré par des aéroréfrigérants. (SOFIANE, 2010)

#### **II.4.6 Les Salles du contrôle :**

Dans chaque module on trouve une salle de contrôle à laquelle sont données toutes les instructions opérateurs sur site, en se basant sur les indicateurs des instruments

Les salles de contrôles, auparavant gérées par un système conventionnel (analogique) fonctionnent actuellement en système numérique DCS (Distributed contrôle Système).

#### **II.4.7 Station de Récupération des Gaz Associés (SRGA) :**

C'est une unité qui a démarré le 18 avril 1999, avec une capacité de 4000 m<sup>3</sup>/jour. Cette station comporte quatre turbocompresseurs avec une capacité de 1 millions de m<sup>3</sup>/jour.

(GUENDAFA, 2019)

#### **II.4.8 Centre de traitement de gaz (CTG)-HR- Sud :**

Ce projet comporte une unité de traitement de gaz naturel pour obtenir du gaz sec et la récupération des hydrocarbures liquides. HR-SUD comporte trois unités de traitement, une de 6 millions de m<sup>3</sup>/jour et deux de 2 millions de m<sup>3</sup>/jour chacune. (GUENDAFA, 2019)

#### **II.4.9 Centres de traitement d'huile (CTH) :**

Un anneau d'huile a été mis en évidence en 1979 et son développement final a été concrétisé par :

- Forage de 60 puits pour la production d'Huile.
- Construction de Cinq unités sont implantées à HASSI R'MEL (CTH1, CTH2, CTH3, CTH4 et CTH SUD), elles sont dotées de manifold dont des séparateurs et des bacs de stockage qui permettent de produire le pétrole brut et le transférer au module « 0 » pour stockage intermédiaire avant qu'il soit expédié vers la station de pompage et de transport « SPT ». (GUENDAFA, 2019)

## **II.5 TRAITEMENT DU GAZ NATUREL :**

Le choix d'un procédé de traitement se fait sur la base des critères suivants :

- ✓ Le taux de récupération des hydrocarbures liquides visés ;
- ✓ La spécification des produits finis ;
- ✓ Le coût global des investissements.

La région de Hassi R'Mel a vu se développer deux types de procédés de traitement de gaz. On commence par le procédé PRITCHARD qui est utilisé au niveau du Modules (0) et (1) et le procédé HUDSON utilisé dans les Modules (2), (3) et (4).

- Le procédé PRITCHARD : Il se base sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détentes simples avec en plus l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisines de - 23 °C.
- Le procédé HUDSON : Il se base sur le refroidissement de gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées par une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre une température de - 40 °C.

# CHAPITRE III

## PRÉSENTATION DE LA CHAÎNE

### GAZIÈRE MODULE IV



## CHAPITRE III : PRÉSENTATION DE LA CHAÎNE GAZIÈRE (MODULE IV)

### III.1 INTRODUCTION :

En 1979, la société Japonaise (JGC) en collaboration avec SONATRACH a construit le MPPIV (Module Processing Plant IV).

L'usine MPP IV est un ensemble d'installations qui permettent de récupérer les hydrocarbures lourds (condensât et GPL) à partir du gaz brut, et de produire des gaz traités (gaz de vente ou de réinjection), assurant une production journalière d'environ 60 millions S mètre cube de gaz sec, 5500 tonnes de condensat et 2300 tonnes de GPL.

Ce MPP IV est composé de 3 trains, chaque train étant fourni avec le même équipement de procédé et de la même capacité de production 20 millions m<sup>3</sup> de gaz par jour. On distingue sur chacun de ces trains trois section ; à savoir la section haute pression (**HP**), la section stabilisation et la section fractionnement. De plus une section de recompressions et de transfert du gaz, une unité de régénération du glycol et une section utilités communes sont prévue pour assurer le fonctionnement du Module IV.

Le gaz brut en écoulement à partir des puits avec une pression de **56 kg/cm<sup>2</sup>**, alimente le manifold du module IV à travers cinq collecteurs de gaz, qui sont désignés par : E2, E3, W8, **W6** et **E7**. Ce gaz subit une compression au niveau de la Station Boosting Centre (**SBC**) afin d'en sortir avec une pression supérieure ou égale à **100 kg/cm<sup>2</sup>**, avant d'être envoyé vers un ballon diffuseur (**D001**), qui conduit à une répartition du gaz en trois flux. Ces flux alimentent les trains identiques du module IV.

Le gaz brut est d'abord refroidi par échange thermique à travers les aéroréfrigérants et des échangeurs de chaleur à faisceaux et calandre, ensuite il subit une succession de détentes : de la pression d'entrée jusqu'à **100 kg/cm<sup>2</sup>** à travers une vanne Joule Thompson (détente isenthalpique), puis de **100 kg/cm<sup>2</sup>** jusqu'à **64 kg/cm<sup>2</sup>** à travers un Turbo-Expander (détente isentropique), enfin, une fois les frigories cédées, il sera comprimé jusqu'à la pression de gaz de vente (**72 kg/cm<sup>2</sup>**) au moyen du compresseur accouplé à la turbine.

Les liquides d'hydrocarbures récupéré dans la section de séparation à haute pression sera séparé dans la section stabilisation et fractionnement en GPL et condensat qui sera envoyé aux installations centrales de stockage et de transfert (ci-après dénommé **CSTF**).

Les exploitations du module IV traitent le gaz brut de Hassi R'mel, en œuvrant avec le procédé HUDSON.

Il est impératif de noter qu'au niveau de ce module on distingue deux types de fonctionnement

- Un fonctionnement dit normal qui se présente en fonction de la pression d'entrée du gaz brut et la pression de sortie du gaz traité.
- Un fonctionnement dit spécial qui se présente dans le cas où un ou plusieurs principaux appareillages sont à l'arrêt.

Dans ce qui suit nous allons donner plus de détails sur la section séparation à haute pression et les autres sections constitutives du module, toute la description est basée sur les paramètres actualisés, et aussi le Manuel opératoire du MPP IV (JGC Corporation, 1978)

### III.2 DESCRIPTION DE LA SECTION BOOSTING

Le gaz brut arrivant au manifold passe directement dans les ballons séparateurs **D901 A/B/C**.

Ces ballons permettent de séparer l'eau, le condensat et le gaz.

- ✚ L'eau est envoyée vers la section SPI,
- ✚ Le condensat est récupéré puis refroidit dans les aéroréfrigérants **E902A/B/C**. Il est ensuite évacué directement vers les ballons **D105** des 03 trains sous contrôle de la **LIC932**,
- ✚ Le gaz passe dans les ballons d'aspiration **D902A/B** et **C**, pour alimenter les 03 compresseurs centrifuges installés en parallèle.

Les paramètres actuels sont : Pression d'aspiration = **70 kg/cm<sup>2</sup>**, **T = 60°C**. Le gaz est refoulé à **100 kg/cm<sup>2</sup>** et à **T = 95 °C**, refroidi dans les aéroréfrigérants jusqu'à 60°C où il subit une perte de pression de **1 kg/cm<sup>2</sup>** (**P = 99 kg/cm<sup>2</sup>**).

Le gaz provenant de la section Boosting entre dans le ballon sphérique **D001** où il est dispatché en 03 charges identiques pour alimenter les 03 trains.

### III.3 SECTION DU SÉPARATION À HAUTE PRESSION :

Le but de cette section est de récupérer le maximum d'HC liquides et de produire du gaz sec en respectant les spécifications. La description dans cette partie est basée sur l'Annexe A1

Le gaz brut issu des puits est acheminé à travers des collecteurs au Module IV en phase mixte sous des conditions de pression de **100 kg/cm<sup>2</sup>** et température de **60 °C**. A son entrée au train, le gaz est séparé en trois courants de mêmes débits à travers un appareil appelé diffuseur **D001**.

Ensuite chacun des trois courants est refroidi à travers l'aéro-réfrigérant **E101** à une température environ **35°- 40°C**, après il passe à la première séparation dans le séparateur à trois phases **D101** à **100 kg/cm<sup>2</sup>**. L'eau libre quittant le séparateur est drainée vers le séparateur huile/eau, tandis que les hydrocarbures liquides sont flashés à **32 kg/cm<sup>2</sup>** et **31 °C** dans le ballon séparateur riche en condensat **D105**.

Le gaz généré du séparateur à haute pression **D101** est refroidi à travers les échangeurs Gaz-Gaz **E102** et **E103** de type tube-calandre à la température – **12 °C**, à ce niveau l'injection du glycol **MEG** à **80 %** concentré est nécessaire pour éviter la formation des hydrates qui peuvent provoqués le bouchage des tubes du moment que le gaz est saturé en eau.

L'injection du **MEG** est assurée par des injecteurs, système de pulvérisation placé en amont des échangeurs à haute pression. Quittant les deux échangeurs, le Gaz est détendu une fois isenthalpiquement à travers la vanne Joule-Thomson (**PRCV 108**) à la température et pression – **14°C** et **100 kg/cm<sup>2</sup>**, puis séparé des hydrocarbures liquides dans le ballon séparateur **D102** et ensuite détendu une deuxième fois isentropiquement dans le Turbo- Expander **K101** côté turbine à la pression **64 kg/cm<sup>2</sup>** et – **32 °C**.

Le gaz en fin de détente est séparé du condensat dans le séparateur **D103** puis utilisé comme fluide réfrigérant du gaz chaud entrant les échangeurs **E102**, ainsi le procédé produit ses propres frigories et le système devient autonome. Le Gaz sortant de l'échangeur **E102** à **30 °C** du côté calandre, est comprimé à la pression **72 kg/cm<sup>2</sup>** dans le Turbo-Expander **K101** du côté compresseur.

Les hydrocarbures liquides résultants du flash dans les deux séparateurs **D102**, **D103** sont flashés dans un séparateur froid **D104** à basse pression à **34 Kg/Cm<sup>2</sup>** et – **40 °C**, le gaz généré est mélangé avec celui du ballon de reflux du déethaniseur **D107** puis passe du côté calandre dans l'échangeur **E103**. A sa sortie, il est combiné avec du gaz issu du ballon basse pression **D105** puis comprimé dans le compresseur des gaz à moyenne pression **K002** à la pression de **74 kg/cm<sup>2</sup>**, ensuite injecté dans le circuit gaz de vente.

#### III.4 SECTION FRACTIONNEMENT ET STABILISATION

Elle constitue la dernière étape dans le procédé de traitement, elle a pour fonction de séparer et stabiliser le mélange GPL et condensat des entraînements des produits légers dans la colonne du déethaniseur **C101**, ensuite fractionner le mélange en produits finis condensat et GPL dans la colonne du débutaniseur **C102**. Voir l'Annexe B

##### III.4.1 Colonne du Stabilisation **C101** (DéÉthaniseur) :

C'est une colonne de distillation avec condenseur (**E106**) et rebouilleur (**H101**), elle est utilisée pour séparer les **C2**(méthane et éthane) du mélange **GPL** et condensat en tête de colonne et pour minimiser les entraînements du propane avec la vapeur du ballon de reflux **D107** de la colonne. Voir **Annexe B**

La colonne est composée de deux parties froide et chaude séparées par le 12<sup>ème</sup> plateau, appelé plateau accumulateur, alimentée par deux courants. La colonne **C101** fonctionne à une pression de **26,52 kg/cm<sup>2</sup>**.

La partie froide est composée de 12 plateaux et alimentée par la charge issue du **D104** au 5<sup>ème</sup> plateau à **- 26,4 °C**, avant son entrée à la colonne, elle est utilisée comme fluide réfrigérant du produit de tête de la **C101** à travers le condenseur de tête **E106**.

La partie chaude est constituée de 16 plateaux, elle est alimentée au 21<sup>ème</sup> plateau par le courant en provenance du ballon séparateur basse pression **D105**, après avoir été préchauffée à **130 °C** dans l'échangeur **E104** côté calandre.

La vapeur en tête de colonne est partiellement condensée dans le **E106** puis flashée dans le ballon **D107** à la température **- 28 °C**. Le Gaz généré du flash est envoyé à la section compression **K002**, tandis que le liquide est pompé au 1<sup>er</sup> plateau comme reflux à **- 28 °C**.

Pour éviter la formation des hydrates dans le condenseur et la partie froide de la colonne, une solution **MEG** est injectée dans le côté tube du **E106** ainsi que du côté refoulement des pompes de reflux **P103A/B**.

Les hydrocarbures liquides accumulés dans le 12<sup>ème</sup> plateau, sont acheminés à l'extérieur de la colonne et séparés du glycol dilué dans le séparateur **D106**. Les liquides issus du point de flash sont réintroduits au 13<sup>ème</sup> plateau, la partie chaude de la colonne, tandis que la vapeur est envoyée au 12<sup>ème</sup>, partie froide de la colonne (**Annex B**).

#### **III.4.2 Colonne Du Fractionnement C102 (Débutaniseur) :**

C'est une colonne de distillation fonctionnant à une pression de **14,5 kg/cm<sup>2</sup>**, elle est constituée de 32 plateaux et alimentée par le fond de la **C101** au 21<sup>ème</sup> plateau.

La vapeur en tête de colonne est condensée totalement à travers l'aéroréfrigérant **E108** à la température **30 °C** puis accumulée dans le ballon de reflux **D108**.

Une partie du liquide du ballon **D108** est pompée au premier plateau de la colonne par la pompe **P105** comme reflux, tandis que l'autre partie est envoyée à la section stockage du **GPL D005A** à pression **14,3 kg/cm<sup>2</sup>**, puis vers le centre de stockage et transfert des fluides **CSTF**.

Dans le cas d'un produit hors spécifications, la partie destinée vers **CSTF**, est stockée dans des sphères **T002A/B** afin d'y être retraitée ultérieurement.

Une partie du liquide de fond de colonne est pompée par la pompe **P104** vers le rebouilleur du débutaniseur **H102**, puis chauffée à la température de **210 °C**.

Le produit de fond de colonne à la température de **190 °C** est refroidi successivement à contre-courant dans l'échangeur **E104** avec l'alimentation de la partie chaude du déethaniseur, puis par l'aéroréfrigérant **E107** jusqu'à la température **40 °C**, ensuite envoyé au ballon **D003B** et finalement pompé avec la **P102** vers **CSTF**. Dans le cas du produit hors spécifications, il est envoyé au bac à condensat **T001A/B/C** dans le but de le retraiter prochainement.

Aux conditions de haute pression et basse température de traitement, la formation des hydrates est inévitable au niveau des équipements du train, pour y remédier une injection permanente d'une solution de glycol à 80% en poids de glycol est effectuée aux points suivants :

- ✚ Au refoulement de la pompe **P103** ;
- ✚ Au niveau de l'échangeur de chaleur **E106** côte tube ;
- ✚ Au niveau de la batterie d'échangeurs **E102** et **E103** ;
- ✚ Une injection occasionnelle au niveau de la vanne **FIC123** du ballon **D104**.

### **III.5 SECTION DE RECOMPRESSIONS ET DE TRANSFERT DU GAZ**

Les gaz séparés dans la section de séparation à haute pression et de celle de fractionnement de chaque ligne se réunissent dans cette section, d'où les gaz sont envoyés en tant que gaz de réinjection ou de vente.

Il est possible d'ajuster le pouvoir calorifique des gaz traités dans la section à haute pression, mais il est finalement déterminé par l'injection de GPL dans cette section. Les écoulements gazeux provenant du (**D107**), (**D104**) et du (**D105**) se réunissent pour s'ajouter à ceux de même nature qui sortent des deux autres lignes.

Tous ces écoulements réunis se dirigent vers le récompresseur (**K002**), les gaz comprimés par (**K002**) sont refroidis à **54.4 °C** dans le réfrigérant complémentaire du récompresseur (**E002**) pour s'ajouter aux gaz issus de la section à haute pression.

On injecte les GPL dans les gaz traités pour ajuster leur pouvoir calorifique, la pression des GPL ait été augmentée sous l'action de la pompe d'appoint du GPL (**P005**)

### **III.6 STOCKAGE ET EXPÉDITION DU GPL**

Le GPL est obtenu en tête de débutaniseur dans le ballon à reflux **D108**, une partie assure le reflux froid de cette colonne, et l'autre partie est refoulée vers le ballon **D005A-B**, à partir desquelles il est aspiré par les pompes **P004A/C** qui le refoulent vers le CSTF comme produit final. Parfois une quantité de GPL est refoulée vers l'aspiration des pompes **P005A/C** pompes d'injection du GPL dans le gaz de vente pour l'enrichir.

Le GPL Off-Spec est transféré vers les sphères **T002A-B**, à partir desquelles il est aspiré par les pompes **P003A-B** pour son retraitement au niveau des trains.

### **III.6.1 Holding –recompresseur de GPL**

L'augmentation de la pression des vapeurs de GPL produites dans les sphères **T002A-B** conduit les opérateurs à faire démarrer le compresseur **K001A-B**, il permet la compression des vapeurs jusqu'à **7 kg/cm<sup>2</sup>**, ainsi comprimées ces vapeurs passent à travers les aérorefrigérants **E001** pour se condenser, le GPL liquide est ensuite collecté dans le ballon **D007** (ballon de décharge du compresseur **K001**), puis retourne dans les sphères

### **III.6.2 Stockage et expédition du condensât**

Le module contient trois bacs de stockage **T001A/C** pour le stockage du condensât OnSpec et Off-Spec. Actuellement le condensât produit est directement transféré à partir du ballon **D003B** vers le CSTF par le biais des pompes **P002A/C**. Le produit Off-Spec est envoyé vers le bac **T001A** pour être retraité dans le débutaniseur.

Au niveau des ballons **D003A/C** se passe le dégazage du condensât vers torches basses pression à travers les vannes **PIC003** et **PIC027**.

Par mesure de sécurité, les bacs de stockages sont dotés d'une évacuation des gaz et vapeurs vers torche très basse pression, par les vannes **PIC033A/C**.

## **III.7 SECTION GLYCOL :**

Pour réduire la teneur en eau et prévenir la formation d'hydrates dans le fluide et réduire encore la teneur en eau du gaz traité, la solution de monoéthylène glycol est injectée en des points nécessaires dans toute l'usine. Cette section a pour but d'ajuster, de stocker l'injection et la régénération la solution de glycol. Cette section est divisée en:

- 1) Section de préparation et de stockage du glycol : Cette section est pour diluer le glycol pur à 80 %, chargeant une telle solution et le stockant dans le réservoir.

- 2) Section d'injection de glycol : Cette section vise à augmenter la pression de la solution de glycol à injecter dans les installations comme indiquées dans les points suivants :
- Échangeurs de gaz/gaz no 1, no 2 (**E-102, E-103**)
  - Entrée expander (**K-101**)
  - Entrée du séparateur de condensat riche (**D-105**)
  - Ligne de reflux de dééthaniseur
  - Échangeur de reflux de dééthaniseur (**E-106**)
- 3) Section de régénération du glycol : Ces sections sont pour le chauffage de la solution de glycol pour restaurer la solution de 80 % qui a absorbé l'eau et constituent une partie vitale de la section glycol à cet égard, 2 unités Sont fournies pour chaque député.

### **III.8 SECTION UTILITÉS**

#### **III.8.1 Traitement des eaux :**

Le but de traiter l'eau brute c'est d'obtenir trois types des eaux pour les besoins du module : Eau de service, eau de refroidissement et eau potable.

#### **III.8.2 Unité d'air :**

La production de l'air comprimé s'effectue par une compression de l'air ambiant par le K401. L'air est refroidi à la sortie dans des aéroréfrigérants **E405**. Les besoins de l'air sont :

- Air instrument : utilisé pour le fonctionnement des instruments. ○
- Air service : utilisé pour le nettoyage des capacités.

#### **III.8.3 Unité Gaz inerte**

L'air comprimé arrivant du compresseur d'air **K401** passe par un décanteur (**D408**) ensuite il entre dans l'un des ballons qui fonctionne alternativement (**S408**) où l'oxygène est adsorbé par des granulés de charbon actif et l'humidité est éliminée par des tamis moléculaires.

L'azote est récupéré à une pureté de 99%.

Le gaz inerte utilisé pour :

- Purger le process et les appareils connexes pour éliminer l'air continu ou moment de la mise en service de l'usine.
- Purger le process et les appareils pour éliminer le gaz inflammable continu avant l'entretien d'arrêt de l'usine.

**III.8.4 Unité Gaz combustible**

Cette section permet d'envoyer le gaz combustible vers les différents équipements avec une pression appropriée. L'alimentation en gaz combustible se fait à partir de trois sources :

- Canalisation à gaz du séparateur a condensat riche **D105**.
- Canalisation à gaz brut en amont du ballon de distribution **D001**.
- Canalisation à gaz traité (gaz en provenance du TURBO-EXPANDER).

**III.8.5 Torches :**

Le système de torche a pour fonction de recevoir le gaz excédentaire qui se dégage en cas d'anomalie ou de fonctionnement en bypass, puis le brûle par une torche.

Elle est constituée de plusieurs système de torche : à haute pression, à basse pression, et très basse pression.

**III.8.6 Électricité :**

L'énergie électrique fournie par l'entreprise **SONALGAZ** arrive au poste de livraison de **30KV**(Extérieur), implanté dans la zone **MPP4**, Deux stations secondaires reçoivent le courant de **5.5KV** est alimente toutes les installations de module

Le module dispos d'un onduleur et des accumulateurs « Batteries » pour assurer la mise à l'arrêt du module en cas de défaillance du réseau **SONALGAZ**.

**III.8.7 Laboratoire :**

Le laboratoire est effectué pour les analyses des produits finis comme le GPL le condensât et le gaz de vente et le glycol. Pour voir s'ils répondent aux spécifications demandées.

**III.9 SPÉCIFICATIONS DU GAZ BRUT ET DU PRODUITS III.9.1****Les Données Design :****III.9.1.1 Spécification Du Gaz Brut :**

L'usine est conçue de sorte que pour traiter le gaz brut de la spécification suivante :

- a) Teneur en eau Saturé à **310 kg/cm<sup>2</sup>**,  
**90°C**.
- b) Température : ○ Min. 45° C \*1. ○ Max.  
65°C \*1.

c) Pression ○ Min. 100 bar<sub>g</sub> ○ Max. 140

bar<sub>g</sub>

\*1 : Lorsque la température du gaz brut est de 65°C, l'opération est appelée opération normale, et quand il est de 45°C, l'opération est appelée Opération d'hiver.

d) Composition :

**Tableau III-1:** Les compositions de gaz brut à l'entrée du MPP IV (Donnée Design)

Composition	% Molaire
N <sub>2</sub>	5,56
CO <sub>2</sub>	0,20
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	78,36
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,42
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,88
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,62
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,10
iC <sub>5+</sub> H <sub>12</sub>	0,36
nC <sub>5+</sub> H <sub>12</sub>	0,48
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,59
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,56
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,45
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,37
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,27
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0,21
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0,57
<b>Total</b>	100

Dans cette usine, il est obtenu les produits conformes aux spécifications suivantes :

**III.9.1.2 Spécification du GPL :**

- ❖ C2- Contenu : Max. 3 mol%
- ❖ Contenu C5+ : Max. 0,4 mol%

**III.9.1.3 Spécification du condensat :**

- ❖ Pression de vapeur Reid (RVP) : Max. 10 psi A
- ❖ Poids spécifique : Le poids spécifique du condensat est compris entre 0,7 et 0,8
- ❖ Point d'éclair : Son point d'éclair est inférieur à - 40°C

**III.9.1.4 Spécification du gaz traité :**

L'exploitation de cette usine est classée en 2 catégories (grade). Le tableau suivant résume les paramètres spécifiques du Gaz de vente (Catégorie A).

**Tableau III-2:** Paramètres spécifiques du Gaz de vente (Catégorie A).

Les Paramètres	Spécifications
Point de rosée	Max. -6°C à 80,5 barG
Teneur en eau	Max. 50 vol ppm
Pouvoir Calorifique Supérieur	Min. 9350 Kcal/m <sup>3</sup> Max. 9450 Kcal/m <sup>3</sup> (mesuré à 15°C, 1 bar A)
Contenu C5+	Max. 0,5 mol%
Température	Max. 60°C
Pression de sortie	72 bar pour le gaz de vente (72,4 kg/cm <sup>2</sup> G) 82 bar pour gaz de réinjection (82,6 kg/cm <sup>2</sup> G)

**Catégorie B (Production de gaz de réinjection) :** Les spécifications décrites ci-dessus sont pour les opérations normales, d'autre part, dans le cas de l'arrêt de l'équipement principal tels que le turbo-Expander, le dééthaniseur, etc. Il est impossible de produire des produits qui sont entièrement conformes aux spécifications de gaz traités mentionnés ci-dessus. Dans ce cas, le gaz traité est utilisé comme gaz à injection de nouveau.

**III.9.2 La production actuelle :**

Les valeurs après l'analyse Chromatographique au niveau du laboratoire du Module IV sont regroupées dans les tableaux suivants :

**Tableau III-3:** Les Spécifications actuelles du Condensat expédié

		<b>CSTF</b>
Densité $d^{15}_4$ (kg/m <sup>3</sup> )		0.7094
TVR	Psia	8.8
	kg/m <sup>3</sup>	0.62

**Tableau III-4:** Les Spécifications actuelles du GPL expédié

Les Compositions	Les Points d'échantillonnages	
	Train A	CSTF
<b>C<sub>1</sub>H<sub>4</sub></b>	0.82	0.44
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	0.60	0.74
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	55.30	54.58
<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	14.99	15.83
<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	28.29	28.41
Teneur en C <sub>2</sub> <sup>-</sup> (%mol)	1.42	1.18
Teneur en C <sub>5</sub> <sup>+</sup> (%mol)	0.00	0.00
Densité $d^{15}_4$ (Kg/m <sup>3</sup> )	0.538	0.539

Tableau III-5: Les Spécifications actuelles du Gaz de Vente.

Teneur en eau (vol. Ppm)		31			
Pouvoir Calorifique Supérieur (kcal/Sm <sup>3</sup> )		9370			
Densité $d^{15}_4$ (kg/m <sup>3</sup> )		0.653			
Poids moléculaire (g/mol)		18.84			
Composition (%mol)	<b>N<sub>2</sub></b>	5.35			
	<b>CO<sub>2</sub></b>	0.22			
	<b>C<sub>1</sub>H<sub>4</sub></b>	83.32			
	<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	8.57			
	<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	1.77			
	<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0.23			
	<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0.31			
	<b>C<sub>5</sub>+</b>	0.23			
Point de rosée		<b>Train A</b>	<b>Train B</b>	<b>Train C</b>	<b>M<sub>moy</sub></b>
	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )	69.7	69.3	69.7	69.5
	Température (°C)	-13.4	-17.3	-21.5	-16.5



# CHAPITRE IV

## TECHNOLOGIE DU GAZ

### NATUREL

## CHAPITRE IV : TECHNOLOGIE DU GAZ NATUREL (PARTIE THEORIQUE)

### IV.1 INTRODUCTION :

Le gaz naturel provenant directement d'un puits contient des nombreux HC liquide qui sont généralement enlevés. Dans la plupart des cas, HC Liquide ont une valeur plus élevée que les produits séparés à valeur ajoutée.

La récupération des hydrocarbures liquides peut être justifiée soit parce qu'il est nécessaire de rendre le gaz stable, soit parce que l'économie dicte cette ligne de conduite

Les procédés cryogéniques sont également utilisés pour extraire les Hydrocarbures liquides du gaz naturel.

Les procédés cryogéniques consistent à faire baisser la température du flux de gaz à environ - 40 °C La baisse rapide de température condense l'éthane et d'autres dérivés d'hydrocarbures dans le flux de gaz, mais le méthane reste sous forme gazeuse.

Il existe plusieurs façons d'effectuer cette fonction, mais le procédé Turbo-Expander et la Joule-Thomson qu'ils sont est le plus efficace pour atteindre des températures Cryogéniques (Speight, 2019)

### IV.2 LES PROCÉDÉS DU TRAITEMENT DU GAZ NATUREL :

#### IV.2.1 Procédé par détente isenthalpique : (Procédé Pritchard)

Le cycle de Pritchard est un cycle à fluide frigorigène unique, Le gaz brut venant des puits est refroidi à travers une série d'échangeurs de chaleur gaz /gaz et de Chillers au propane avant d'être détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule-Thompson jusqu'à une température voisine de -23 °C.

Les liquides récupérés dans les différents ballons séparateurs sont stabilisés dans le déethaniseurs puis fractionnés en condensât et en GPL dans le débutaniseur.

Pour son fonctionnement normal, le procédé Pritchard utilise une boucle de propane pour ses besoins en frigories.

Le propane d'appoint est produit dans une unité indépendante qui comprend :

- ✚ Un dépropaniseur,
- ✚ Un rebouilleur,
- ✚ Une unité de séchage de propane.

Les gaz moyen pression venant du dééthaniseur sont déshydratés dans un contacteur au TEG (triéthylène glycol). Sur le site, il est nécessaire d'avoir une unité de régénération de TEG et une section pour la recompression des gaz moyen pression. (SOFIANE, 2010)

#### IV.2.2 Procédé par détente isentropique : (Procédé Hudson)

##### IV.2.2.1 Principe de fonctionnement :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine dynamique appelée Turbo-Expander qui permet d'atteindre un niveau de température de  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Les hydrocarbures liquides récupérés dans les différents ballons de séparation sont stabilisés au niveau du dééthaniseur puis envoyés au débutaniseur pour être séparés en condensat et GPL.

L'énergie obtenue grâce à la détente isentropique est utilisée pour comprimer le gaz sec par le compresseur de Turbo-Expander à la pression du gazoduc de gaz de vente. (SOFIANE, 2010)

##### IV.2.2.2 Cas de fonctionnement :

Le procédé Hudson permet une grande flexibilité d'exploitation. La diminution de la pression de gisement et la variation de la pression de la pipe de gaz de vente imposent cette variété de cas de fonctionnement qui sont présentés dans le tableau suivant : **Tableau IV-1: Cas de fonctionnement (Valeur design)**

Opération Normale	Equipement en service	P à l'entrée (bar G)	P à la sortie (bar G)	Teneur en (% C <sub>5</sub> <sup>+</sup> )
Cas IA	Turbo-Expander	140	71	0.15
Cas IB	Turbo-Expander	100	71	0.22
Alternative Opération (BayPass)				
Cas IIA	Vanne Joule-Thompson	140	71	0.24
Cas IIB	Vanne Joule-Thompson	100	71	0.29

➤ **Cas IB (turbo-expander en service) :**

Ce cas de fonctionnement est caractérisé par l'utilisation du turbo-expander pour détendre le gaz et récupérer ainsi le maximum de fractions condensables. La température obtenue grâce à la détente isentropique à travers la turbine est de  $-35\text{ °C}$ . Le taux de condensation de l'effluent de gaz est de 4.3%. (SOFIANE, 2010)

➤ **Cas IIB (vanne Joule Thompson en marche)**

Quand le turbo-expander est à l'arrêt pour des raisons de maintenance, l'effluent de gaz passe par la turbine, puis à travers une vanne où il subit une détente isenthalpique par l'effet Joule-Thompson. Dans ces nouvelles conditions d'exploitation, la température obtenue en fin de détente n'est que de  $-22\text{ °C}$ . Le taux de condensation de l'effluent de gaz se réduit à 3,63%. (SOFIANE, 2010)

#### **IV.2.3 Procédé d'Alrar :**

Dans ce procédé de traitement de gaz on trouve une combinaison entre les deux autres procédés de traitement pour assurer les besoins en frigorifiques, il utilise à la fois une boucle de propane et un Turbo-Expander.

La température finale obtenue grâce aux refroidissements successifs peut atteindre  $-65\text{ °C}$ . Les liquides obtenus à différents niveaux sont stabilisés puis fractionnés en GPL et condensat. (SOFIANE, 2010)

### **IV.3 LES ÉQUIPEMENTS DE DÉTENTE :**

#### **IV.3.1 Machine D'Expansion (Turbo-Expander) :**

##### **IV.3.1.1 Définition :**

Le terme « turboexpander » est appelé une machine d'expansion/compresseur comme une seule unité. Il se compose de deux composants principaux : la turbine d'expansion radiale d'entrée et un compresseur centrifuge intégré comme un seul assemblage. (Mokhatab.S, 2019)  
La turbine de détente est l'unité d'alimentation et le compresseur est l'unité entraînée.

##### **IV.3.1.2 Rôle d'un turbo expander dans l'usine du traitement :**

Dans les procédés cryogéniques de récupération des HC liquides, le Turbo-Expander réalise deux fonctions différentes mais complémentaires. La fonction principale est de générer de la réfrigération pour refroidir le flux de gaz. Cela est fait par l'extrémité de turbine d'expansion qui élargit le gaz isentropiquement en extrayant l'enthalpie du flux de gaz, le faisant refroidir.

L'autre fonction est l'utilisation de l'énergie extraite pour faire pivoter l'arbre pour conduire l'extrémité du compresseur de la Turbo-Expander, qui recomprime le flux de gaz résidu. (SOFIANE, 2010)

Donc permet de récupérer une grande quantité de liquide. Cette énergie est destinée pour entraîner le compresseur en vue d'augmenter la pression du gaz avant d'être envoyé comme gaz de vente. (GUENDAFA, 2019)

Lors de l'exploitation d'une machine d'expansion, il faut toujours garder à l'esprit que la puissance développée par une machine d'expansion n'est pas un bonus supplémentaire. (Kerry, 2006)

#### IV.3.1.3 Efficacité des machines Expansion :

Dans la conception thermodynamique d'un Turbo-Expander, les paramètres importants sont la chute d'enthalpie à travers l'Expander (détente isenthalpique), et le débit de volume à la décharge d'Expander. (Kerry, 2006)

Aujourd'hui les Turbo-Expanders peuvent produire des rendements adiabatiques très élevés (plus de 85%). Cependant, il y a des limites aérodynamiques tant pour l'Expander et le compresseur. L'efficacité des machines va baisser si le taux de composition du gaz ou de débit ont été différent de celui des points de conception. (Mokhatab.S, 2019)

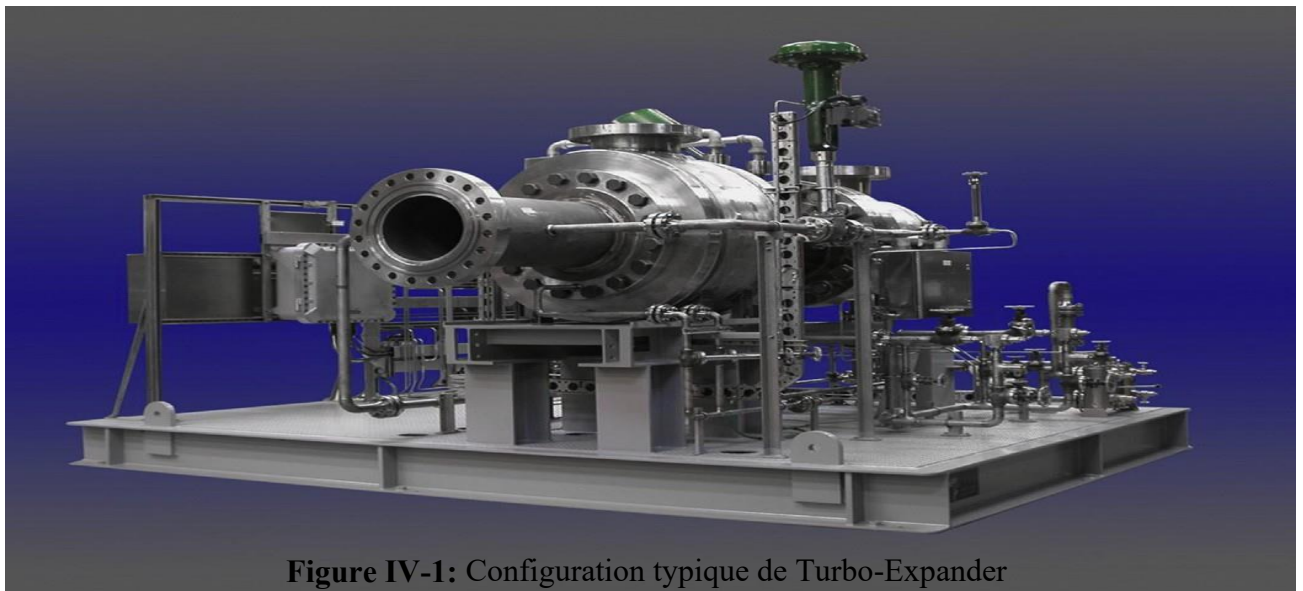


Figure IV-1: Configuration typique de Turbo-Expander

#### IV.3.1.4 Principales caractéristiques d'un Turbo-Expander

- ✓ Turbine avec admission pouvant être, selon les expandeurs, axiale ou radiale.
- ✓ Récupération généralement réalisée en un seul étage de détente (possibilité d'utiliser deux étages ou plus dans le cas de taux de détente élevés  $> 10$ ).

- ✓ Vitesse élevée 10 à 50000 t /mn pour moyennes et fortes puissances. 45 à 70000 t /mn pour faibles puissances < 50 KW.
- ✓ Gamme de puissance pour les utilisations pétrolières 50 à 8000 KW
- ✓ Bon rendement isentropique : 80 à 86 % décroissant si le taux de détente augmente.
- ✓ Conservation du rendement à charge variable par utilisation d'aubages directeurs mobiles à l'admission.
- ✓ Possibilité de variation de charge : 50 à 120 % du débit nominal.
- ✓ Bonne tolérance à la présence de condensat et de particules solides. (GUENDAFA, 2019)

#### **IV.3.1.5 Applications générales pour les machines d'expansion :**

Mis à part leur utilisation principale dans la séparation cryogénique des gaz, les TurboExpandres sont également utilisés dans les industries suivantes :

- ✓ Traitement du gaz pour la récupération des HC liquide, ainsi que pour la récupération de Méthane à partir du gaz naturel
- ✓ Cogénération pour la conservation de l'énergie
- ✓ Récupération d'éthylène
- ✓ Liquéfaction de l'air et Séparation de O<sub>2</sub> et N<sub>2</sub>.
- ✓ Purification des gaz : H<sub>2</sub> et He. (Kerry, 2006)

#### **IV.3.1.6 Les paramètres de conception mécanique**

En général, les Turbo-Expanders doivent être spécifiés mécaniquement avec les paramètres suivants :

- ✓ Pour fonctionner avec un débit variable tout en conservant un rendement élevé
- ✓ Tolérer un minimum de poussière et une certaine condensation
- ✓ Haute résistance au roulement pour éviter tout dommage causé par le déséquilibre du rotor
- ✓ Haute efficacité avec une vitesse élevée acceptable (tr/min)
- ✓ Fiabilité mécanique très élevée. (Kerry, 2006)

---

**IV.3.2 Généralités sur la vanne Joule Thompson :****IV.3.2.1 Description :**

C'est une vanne qui a le rôle de détendre le gaz qui la traverse. Elle est composée d'un corps de vanne dans lequel circule le fluide, d'un mécanisme de commande, d'un servomoteur qui règle l'écoulement et d'accessoires spécifiques à chaque application.

L'étanchéité est assurée par le siège, les garnitures et les joints. La noix de connexion relie la tige à l'axe de commande du servomoteur. Les parties internes de l'ensemble du corps de la vanne se caractérise par une simplicité et une grande efficacité. (SOFIANE, 2010)

**IV.3.2.2 Principe de fonctionnement :**

L'empilage permet des variations de débit tout en limitant la vitesse de l'écoulement à travers l'élément. L'empilage consiste en un certain nombre de disques dans lesquels des labyrinthes ont été creusés de manière à permettre un débit déterminé. L'indépendance de passage est développée par une série de coudes à angle droit, chaque passage ayant un nombre déterminé de coudes pour limiter la vitesse à la valeur prévue. Chaque disque possédant une capacité donnée, le débit total à travers l'élément peut facilement être mené et contrôlé avec précision.

Le fluide traverse l'empilage de l'extérieur à l'intérieur et s'écoule vers l'orifice de sortie. Une vitesse d'écoulement maximale étant déterminée pour chaque disque. L'élément de contrôle fonctionne à une vitesse fixée et réglée pour minimiser les changements de vitesse qui engendrent du bruit, la vaporisation, la cavitation, des vibrations et l'érosion. (SOFIANE, 2010)

**IV.4 SIMULATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS :****IV.4.1 Définition de la simulation du procédé :**

Au niveau le plus abstrait et le plus simple, un modèle de simulation de processus est une représentation d'une usine de traitement chimique pour faciliter la conception, l'analyse ou d'autres types d'études du comportement de cette usine. Il s'agit souvent de créer une représentation mathématique à l'aide d'un logiciel informatique. (William A. Poe, 2017)

**IV.4.2 Avantages de la simulation dans les usines de traitement du gaz :**

Les modèles de simulation fourniront des informations sur le réglage du système de contrôle des procédés et sur la validité des scénarios de démarrage proposés.

Les résultats de la simulation seront utilisés pour déterminer la taille des équipements approximatifs et la puissance et la consommation d'utilité. Cela permettra une estimation de l'investissement nécessaire pour l'usine et des coûts d'exploitation. La combinaison de ces chiffres avec le coût de la matière première et les prix de marché attendus des produits déterminera si le projet est économiquement viable.

Un autre aspect très important est l'utilisation de modèles pour définir l'équipement de sécurité et pour s'assurer que le système de sécurité est conçu pour protéger l'usine et les personnes qui exploitent l'usine dans tous les scénarios d'incident. (William A. Poe, 2017)

#### **IV.4.3 Modèle thermodynamique**

Au cœur de n'importe quel modèle se trouve la description du comportement des fluides qui doivent être traités lorsqu'ils sont soumis à un large éventail de températures et de pressions. La sélection d'un modèle thermodynamique dépendra de la nature des composants à représenter et de la gamme de températures et de pressions à prendre en considération.

(William A. Poe, 2017)

#### **IV.4.4 Présentation du l'outil de simulation HySys :**

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

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

Le simulateur HYSYS est largement utilisé dans le secteur pétrolier et gazier, lors de la conception d'un procédé industriel afin de :

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

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

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

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, et parmi les modèles thermodynamiques existant dans la base des données du simulateur, il y a lieu de citer ceux des :

- ❖ Modèles basés sur les équations d'état, tel que : Peng Robinson (PR), Soave Redlich Kwong (SRK)
- ❖ Modèles d'activité telles que : UNIQUAC, UNIFAC, NRTL.

#### IV.4.5 Généralités sur le modèle PENG-ROBINSON :

L'équation de Peng et Robinson est de la même forme générale que l'équation de Redlich Kwong et Soave (SRK) qui sont basés sur l'équation de Van Der Waals avec une modification empirique du terme d'attraction. Cette équation est considérée adéquate pour le calcul d'équilibre liquide-vapeur des systèmes composés des hydrocarbures :

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 - 2bv - b^2}$$

Où :

**P** : la pression du système.

**T** : la température.

**vv** : le volume molaire du gaz.

**aa** : terme d'attraction, ou pression interne des molécules.

**bb** : paramètre qui prend en compte le volume propre des molécules.

Les améliorations apportées par Hyprotech à cette équation d'état lui permettent d'être très fiable pour une variété de système sur un large domaine de conditions. Elle résout rigoureusement tous les systèmes composés d'une seule phase, biphasique ou un système à trois phases avec haut degré d'efficacité et de précision, et est applicable sur une grande gamme de conditions illustré dans le tableau suivant : (Dahbia et Riyed, 2017)

Tableau IV-2: Domaine d'application du modèle Peng-Robinson

Modèle	Température (°F)	Température (°C)	Pression (psia)	Pression (kPa)
SRK	> - 143	> - 225	< 35000	< 5000
Peng-Robinson	> - 456	> - 271	< 15 000	< 100 000

#### IV.5 PROBLEMATIQUE

Les composants plus lourds du gaz brut diminueront d'année en année, ce qui entraînera un changement de la production en qualité et en quantité, à savoir la diminution annuelle des produits liquides.

La pression de l'entrée de gaz brut diminuera, influençant ainsi la qualité et la quantité des produits. Dans le MPPIV, l'opération peut être effectuée sous des pressions d'entrée allant de 140 à 100 barg.

Dans ce travail, nous avons essayé de faire une étude comparative par le simulateur HySys entre le procédé Hudson et Pritchard par montrer l'effet de la chute de pression sur les performances des équipements du détente.

Les équipements dont la chute de pression peut affecter les performances du processus sont introduits.

Les conséquences de la chute de pression dans des équipements spécifiques (TurboExpander et Joule -Thomson) sur les performances du processus sont discutées.

Les étapes de la simulation se résument comme suit :

- La Modélisation de la section HP avec les données design et validation du modèle thermodynamique choisit.
- Pour évaluer l'influence des variations de pression sur la performance de la section haute Pression, la pression de la charge a été modifiée dans un lien admissible (proche de la pression actuelle).
- Ensuite, leurs effets sur la récupération des Hydrocarbures liquide ont été analysés.
- Les spécifications du produit dont le pouvoir calorifique du gaz de vente, le débit volumique du produit Liquide (condensât) et le pourcentage de récupération de méthane ont été prises en compte pour l'évaluation.

- Nous nous sommes intéressés au côté économique en suivant la quantité d'Énergie récupérée par le Turbo-Expander.

La Simulation du procédé a été menée dans les deux cas du fonctionnement :

- ❖ Cas IB la pression de la charge à l'entrée de l'usine est 100 kg/cm<sup>2</sup>.g avec le turboExpander en service.
- ❖ Cas IIB la pression de la charge à l'entrée est aussi égale 100 kg/cm<sup>2</sup>.g avec la vanne Toule Thomson en service.

#### **IV.6 PRECISION DES CONTRAINTES DE FONCTIONNEMENT DU PROCEDE :**

Avant d'employer le simulateur HySys, il est impératif de définir avec précision les contraintes de fonctionnement du procédé. On distingue deux types de contraintes :

##### **IV.6.1 Contraintes liées aux équipements**

###### **Échangeurs : E102 et E103**

Le partage du débit entre les deux échangeurs E102, E103 est de 95% et 5% respectivement. Les puissances que peuvent développer les échangeurs dans la partie haute pression sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Échangeurs E102 avec Puissance 2.84 e07 kcal/h

Échangeurs E103 avec Puissance 2.1 e06 kcal/h

###### **Turbo-Expander : K101**

Pour le fonctionnement normal du Turbo-Expander, on note la présence de deux limites :

- La vitesse critique minimale : 6700 rpm ○

La vitesse critique maximale : 11000 rpm

Au-delà de cet intervalle, l'occurrence de vibrations risque de provoquer un dysfonctionnement du Turbo-Expander et par la suite sa détérioration.

Dans la pratique et par mesures de sécurité, la vitesse critique maximale est fixée à 10500 rpm

###### **Ballon de séparation tri-phasiques : D104**

Une autre contrainte reliée au Gaz froid du D104, la présence d'une quantité d'eau qui risque de se transformer en bouchons de glaces à l'entrée de l'échangeur E102 si sa température descend au-delà de -45 °C

**IV.6.2 Contraintes liées aux spécifications des produits**

Les spécifications du Gaz de vente sont fixées par le client et sont essentiellement :

- Le pouvoir calorifique supérieur qui doit être compris entre :

$$9350 \text{ kcal/sm}^3 \text{ (min)} < \text{PCS} < 9450 \text{ kcal/sm}^3 \text{ (max)}$$

Dans le cas actuel le client tolère un PCS  $\geq 9150 \text{ kcal/sm}^3$  comme minimum.

- La teneur en C5 dans le Gaz de vente doit être inférieure à 0.5 % mol.  
(GUENDAFA, 2019)



CHAPITRE V  
SIMULATION ET  
RESULTATS

## CHAPITRE V : SIMULATION ET RESULTATS :

### V.1 MODELISATION DE LA SECTION HAUTE PRESSION (CAS IB : TURBO-EXPANDER EN SERVICE) :

#### V.1.1 Simulation de la section Haute Pression Cas IB (design) :

Dans ce premier point, l'objectif le plus important qui nous intéresse est de vérifier la validité du modèle thermodynamique choisi (Peng-Robinson), pour son utilisation ultérieure.

Pour la Modélisation de la section haute pression du train de traitement de gaz du module IV par le logiciel Hysys dans le cas IB : Turbo-Expander en service, il est prioritaire de choisir un modèle thermodynamique parfait

Les cas de fonctionnement sont mentionnés dans le Tableau IV. 1

Les résultats trouvés d'après la simulation vont être comparés avec les données Design (Cas IB), et les écarts entre les résultats ne doivent pas sur tout dépasser 10 %.

La section haute pression comporte les équipements suivants :

- Les Aéros Réfrigérants E101
- Le Ballon de Séparation Tri-phasiques D101
- Les Échangeurs de Chaleur E102, E103
- Vanne Joule Thompson PRC 108
- Le Ballon de Séparation Tri-phasiques D102
- Turbo-Expandre K101
- Vanne à l'effet Joule Thompson FRC 101C
- Le ballon de séparation tri-phasiques D103
- Le ballon de séparation tri-phasiques D104
- Le ballon de séparation tri-phasiques D105

Un design du module IV a été défini par la société constructrice JGC. Les données d'exploitation de la section haute pression pour le cas du design, sont représentées dans les tableaux du chapitre précédent et l'Annexe XX.

**Tableau V-1:** Les paramètres du Gaz Brut dans le Cas IB (design)

Paramètre	Débit (kg/h)	Pression(kg/cm <sup>2</sup> g)	Température (C°)
Valeurs	860390	102.0	65.0

**V.1.1.1 Résultats de la Simulation (Comparaison entre cas Design et Design Simulé) :**

Les résultats obtenus après la simulation de la section HP sont comparés avec ceux du cas design et sont regroupés dans les tableaux suivants :

**Tableau V-2:** Comparaison des paramètres simulés avec ceux du cas design

	Paramètres	Design	Design Simulé	Écart (%)
<b>Sortie de gaz de vente</b>	Température (°C)	54	55,9	1.31
	Pression(kg/cm <sup>2</sup> .g)	73.6	71,21	2.53
	Débit (kg/h)	617857.9	610321,87	1.24
	PCS (kcal/m <sup>3</sup> )	9379	9187	2.76
	Teneur en C <sub>5</sub> <sup>+</sup> (%mol)	0.22	0.285	0.58
<b>Sortie de liquide D103</b>	Température (C°)	-26	-27,4	1.89
	Pression (kg/cm <sup>2</sup> .g)	64.9	64.9	0
	Débit (kg/h)	45250.4	44853,89	2.61

**Tableau V-3:** Comparaison des compositions de Gaz issu de ballon D103 simulés avec ceux du cas design

Composition	Design		Design simulé	
	Produits gazeux (%)	Produits liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits liquides (%)
<b>NN<sub>22</sub></b>	5,85	1,9	6,2	1,16
<b>CCOO<sub>22</sub></b>	0,19	0,46	0,2	0,24
<b>CC<sub>11</sub>HH<sub>44</sub></b>	83,82	41,58	83,83	43,65
<b>CC<sub>22</sub>HH<sub>66</sub></b>	7	15,83	6,9	16,37
<b>CC<sub>33</sub>HH<sub>88</sub></b>	2,12	13,61	2	14,21
<b>iiCC<sub>44</sub>HH<sub>1111</sub></b>	0,34	4,25	0,29	4,42
<b>nnCC<sub>44</sub>HH<sub>1111</sub></b>	0,47	8,71	0,41	8,6
<b>iiCC<sub>55</sub>HH<sub>1122</sub></b>	0,09	3,1	0,07	2,91
<b>nnCC<sub>55</sub>HH<sub>1122</sub></b>	0,08	4,07	0,06	3,71
<b>CC<sub>66</sub>HH<sub>1144</sub></b>	0,03	3,65	0,02	2,9
<b>CC<sub>77</sub>HH<sub>1166</sub></b>	0,01	1,86	0	1,28
<b>CC<sub>88</sub>HH<sub>1188</sub></b>	0	0,65	0	0,38
<b>CC<sub>99</sub>HH<sub>2211</sub></b>	0	0,22	0	0,11
<b>CC<sub>1111</sub>HH<sub>2222</sub></b>	0	0,06	0	0,03
<b>CC<sub>1111</sub>HH<sub>2244</sub></b>	-	0,02	0	0,01
<b>CC<sub>1122</sub>HH<sub>2266</sub></b>	-	0,03	0	0,01
<b>HH<sub>22</sub>OO</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### V.1.1.2 Interprétations des résultats :

Des tableaux ci-dessus, nous remarquons que :

- Les valeurs des écarts relatifs obtenus et noté sur le tableau V-4 sont inférieures à 10%.
- La composition des produits finis issu du ballon D-103 du cas design simulé est majoritairement identique à celle du cas design (tableauV-4).

Les résultats nous montrent que le modèle thermodynamique choisit (celui de PengRobinson), a été validé ainsi que le schéma utilisé dans l'environnement HYSYS.

Donc, le modèle Peng-Robinson peut être employé pour décrire le comportement des mélanges d'hydrocarbures étudiés dans la section haute pression.

### V.1.2 Simulation de la section Haute Pression Cas IB (Actuel)

De la même manière, et avec le même schéma retenu ultérieurement pour les données design, nous avons procédé à la vérification des données actuelles prises durant notre période de stage (Mai / 2025), puis nous avons comparé ces derniers avec les résultats obtenus par le simulateur HYSYS.

La simulation du cas actuel nécessite l'utilisation des paramètres de fonctionnement actuels tels que :

- La Composition du gaz brut est mentionnée dans le tableau V-5
- Température ( $^{\circ}\text{C}$ ), Pression ( $\text{kg/cm}^2$ ), Débit ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ ) sont basé sur la figure V-1 et le tableau V-4 si dessous :

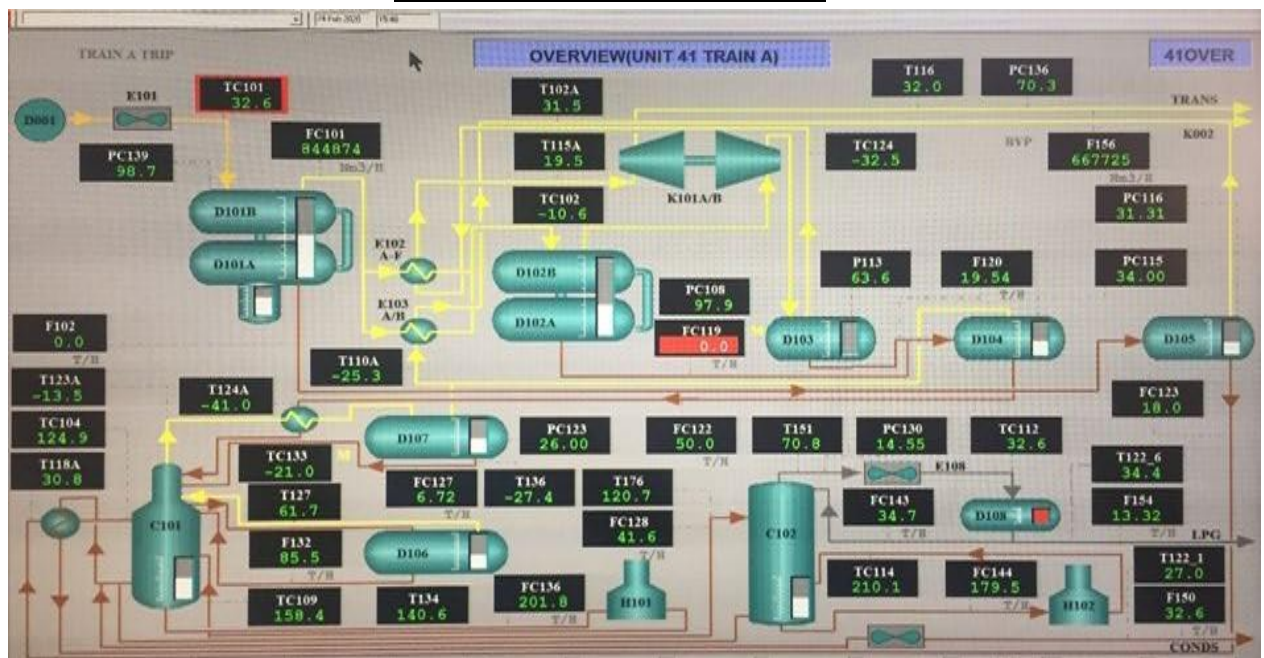
**Tableau V-4:** les paramètres de fonctionnement actuels utilisé dans MPP IV

Paramètre	Débit ( $\text{Nm}^3/\text{h}$ )	Pression ( $\text{kg/cm}^2\text{g}$ )	Température ( $^{\circ}\text{C}$ )
Valeurs	844874	100.0	60.0

**Tableau V-5:** Composition Actuelle de la charge à l'entrée de MPPIV.

Composition	% Molaire
$\text{N}_2$	5,13
$\text{CO}_2$	0,22
$\text{C}_1\text{H}_4$	81,84
$\text{C}_2\text{H}_6$	7,63
$\text{C}_3\text{H}_8$	2,53
$\text{iC}_4\text{H}_{10}$	0,46
$\text{nC}_4\text{H}_{10}$	0,78
$\text{iC}_{5+} \text{H}_{12}$	0,23

nC <sub>5</sub> +H <sub>12</sub>	0,28
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,31
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,18
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,10
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,03
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,02
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0,01
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0,01
H <sub>2</sub> O	0,24
<b>Total</b>	<b>100</b>



V.1.2.1 Figure V-1: Résultats de la Simulation (Comparaison entre cas Actuel et Actuel Simulé) : Capture d’écran d’après les PC du Salle de contrôle du Module MPP IV La figure V-1 représente le schéma modélisé par le simulateur HySys dans le cas IB (actuel) représentant les paramètres de fonctionnement actuels utilisés

Les paramètres résultants de la simulation sont comparés avec ceux du cas actuel, et sont regroupés dans les tableaux Suivants :

Tableau V-6: Comparaison des paramètres Actuel simulés avec ceux du cas Actuel

	Paramètres	Actuel	Actuel Simulé
Sortie de gaz de vente	Température (C°)	32	38.19
	Pression(kg/cm <sup>2</sup> g)	70.3	70.81
	Densité d <sup>15</sup> <sub>4</sub> (kg/m <sup>3</sup> )	0.653	0.586
	PCS (kcal/m <sup>3</sup> )	9370	9208
	Teneur en C <sub>5</sub> <sup>+</sup> (%mol)	0.23	0.13
	Débit (NNmm <sup>3</sup> /h)	667725	783708
Sortie de liquide D103	Température (C°)	-32.5	-31.28
	Pression(kg/cm <sup>2</sup> g)	63.6	63.6
	Débit (Tonnes/h)	31708	32501

Tableau V-7: Comparaison entre la composition de gaz de vente issu du ballon D103

Composition	Cas Actuel	Cas Actuel Simulé
N <sub>2</sub>	5.35	5,44
CO <sub>2</sub>	0.22	0,22
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	83.32	84,76
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8.57	7,05
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.77	1,83
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.23	0,24
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.31	0,33
C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	0.23	0.13
H <sub>2</sub> O	-	-
Total	100 %	100 %

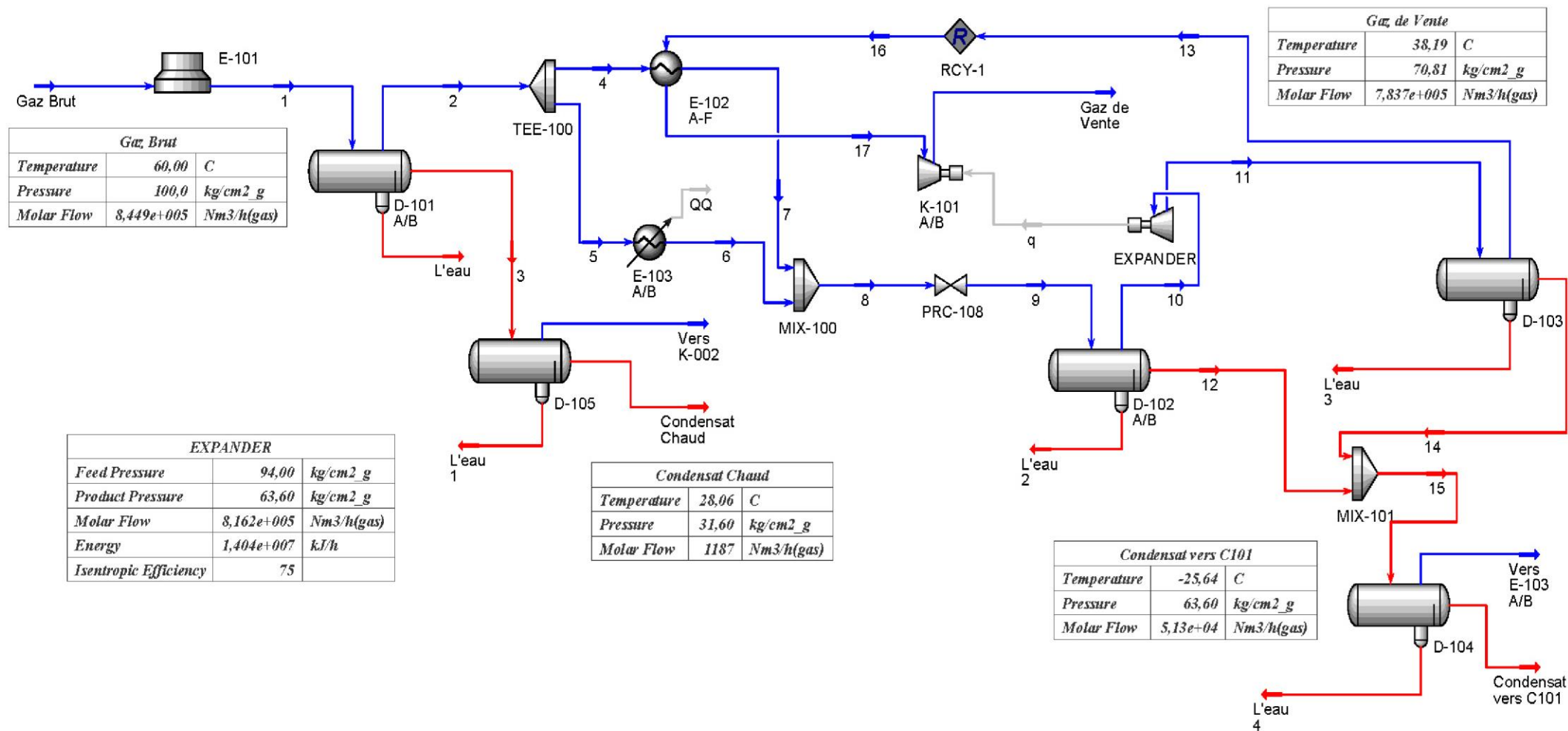


Figure V-2: Schéma de la section haute pression dans le Cas IB (Turbo-Expander en service) modélisé par le simulateur HySys

**V.1.2.2 Interprétations des résultats :**

Des tableaux ci-dessus, nous remarquons que :

La composition des produits finis issu du ballon D-103 du cas Actuel simulé est majoritairement identique à celle du cas Actuel (tableau V-4), malgré une différence dans la densité et aussi la température de gaz de vente, peut être considéré négligeable à la pression qui nous intéresse. Cette dernière témoigne de la précision de calcul du simulateur.

Selon la comparaison entre les données simulée et les données actuelles, nous pouvons conclure que ce modèle thermodynamique choisi (celui de Peng-Robinson) est convenable, ce qui confirme une autre fois la fiabilité du logiciel utilisé avec beaucoup de satisfaction.

**V.2 MODELISATION DE LA SECTION HAUTE PRESSION (CAS IIB : JOULE-THOMSON EN SERVICE) :**

Avec la même procédure précédente et même configuration dans les tableaux V-4, nous allons modéliser le procédé du traitement du Gaz dans le cas IIB où le Turbo-Expander est à l'arrêt et remplacé par la Joule-Thomson en service (procédé Pritchard).

La figure V-3 représente le schéma modélisé par le simulateur HySys dans le cas IIB.

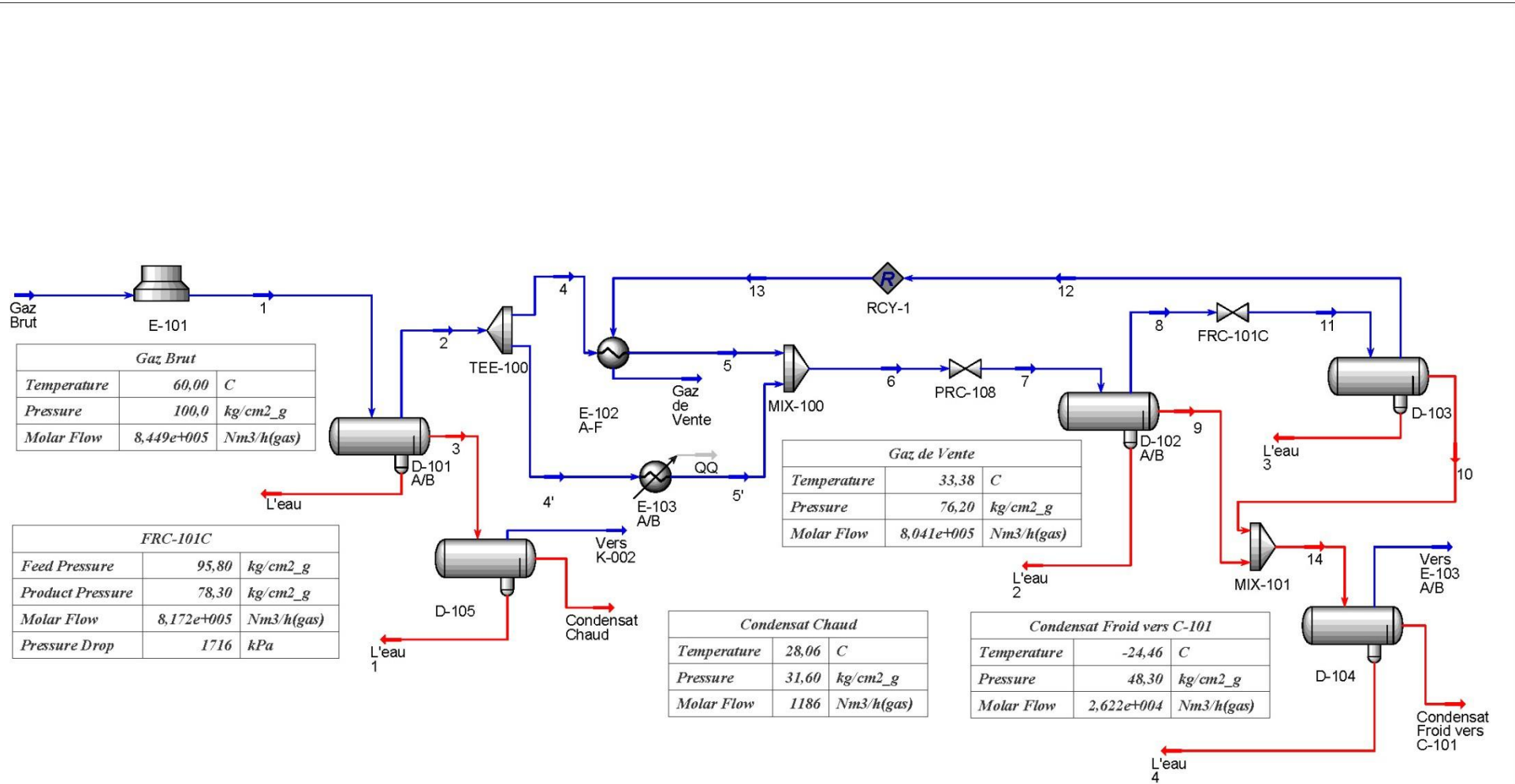


Figure V-3: Schéma de la section haute pression dans le Cas IIB (Joule-Thomson en service) modélisé par le simulateur HySys

### V.3 ETUDE DE LA PERFORMANCE DES ÉQUIPEMENTS DE DETENTE DANS LES DEUX CAS :

Cette partie est le cœur de notre travail la comparaison entre les précédé du traitement de gaz naturel dans MPP IV Procédé Hudson et Procédé Pritchard.

Nous allons étudier la performance des équipements de détente en parallèle avec la chute de pression du gaz brut et leur effet sur les spécifications des produits finis tel que :

- ❖ La Composition des produits issus de Ballons D-103
- ❖ Le pourcentage molaire du Méthane C1 Contenu dans le gaz de vente.
- ❖ La teneur en  $CC_{55+}$  (%mol) Contenu dans le gaz de vente
- ❖ Le Pouvoir calorifique supérieur (PCS) de gaz de vente

Nous analysons la composition du Gaz sortant du ballon D103 qui se situe juste après l'équipement de détente ou a lieu le flash et la séparation entre la phase vapeur et la phase liquide.

#### V.3.1 Effet de chute de la pression sur les spécifications des produits finis :

Les résultats calculés par le simulateur HySys sont donnés sous forme de tableaux et figures, ils représentent la composition des différents mélanges au niveau de ballon D-103, en attribuant à la pression des valeurs différentes. A chaque pression choisie la simulation est faite pour les deux modes de fonctionnement (IB et IIB).

Le même travail est réalisé pour l'évaluation des autres caractéristiques de gaz de vente et les résultats trouvés sont illustrés sous forme de graphes.

**Tableau V-8 :** La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression 'entré est 116 kg/cm<sup>2</sup>.g

Composition	Cas IB Simulé		Cas IIB Simulé	
	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)
<b>N<sub>2</sub></b>	5,5618	1,0933	5,3880	1,2699
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,2140	0,2790	0,2181	0,2625
<b>C<sub>1</sub>H<sub>4</sub></b>	85,4929	47,1950	84,1371	48,8744
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	6,6617	17,8485	7,1997	15,5633
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	1,5482	13,5109	2,0376	11,3159
<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,2466	6,9236	0,4563	6,4039
<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,1839	3,6492	0,3036	3,2152
<b>iC<sub>5</sub>+ H<sub>12</sub></b>	0,0354	2,8513	0,0967	3,2579
<b>nC<sub>5</sub>+H<sub>12</sub></b>	0,0386	2,3323	0,0946	2,4906
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	0,0134	2,7156	0,0513	3,9867
<b>C<sub>7</sub>H<sub>16</sub></b>	0,0024	1,1211	0,0122	2,1057
<b>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></b>	0,0004	0,3837	0,0024	0,9199
<b>C<sub>9</sub>H<sub>20</sub></b>	-	0,0648	0,0002	0,1973
<b>C<sub>10</sub>H<sub>22</sub></b>	-	0,0227	0,0001	0,0888
<b>C<sub>11</sub>H<sub>24</sub></b>	-	0,0052	-	0,0275
<b>C<sub>12</sub>H<sub>26</sub></b>	-	0,0026	-	0,0181
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0,0007	0,0012	0,0020	0,0024
<b>Total</b>	100	100	100	100

**Tableau V-9:** La Composition des produits issus de ballon D103 dans le cas où la pression d'entrée est 102 kg/cm<sup>2</sup>.g

Composition	Cas IB Simulé		Cas IIB Simulé	
	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)
N <sub>2</sub>	5,4572	1,0646	5,3331	1,1885
CO <sub>2</sub>	0,2175	0,2732	0,2194	0,2502
C <sub>1</sub> H <sub>4</sub>	84,8512	46,1390	83,7659	46,3734
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,0021	17,6772	7,3403	15,1647
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,7970	13,7467	2,1665	11,5381
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,3217	7,3082	0,5208	7,0375
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2323	3,8120	0,3381	3,4476
iC <sub>5+</sub> H <sub>12</sub>	0,0480	3,0595	0,1187	3,8609
nC <sub>5+</sub> H <sub>12</sub>	0,0522	2,4996	0,1138	2,8997
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0168	2,8554	0,0638	4,8088
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0026	1,1234	0,0140	2,3495
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0003	0,3599	0,0024	0,8656
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	-	0,0563	0,0002	0,1468
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	-	0,0181	-	0,0495
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	-	0,0038	-	0,0106
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	-	0,0017	-	0,0049

<b>H<sub>2</sub>O</b>	0,0011	0,0014	0,0029	0,0034
<b>Total</b>	100	100	100	100

Tableau V-10:

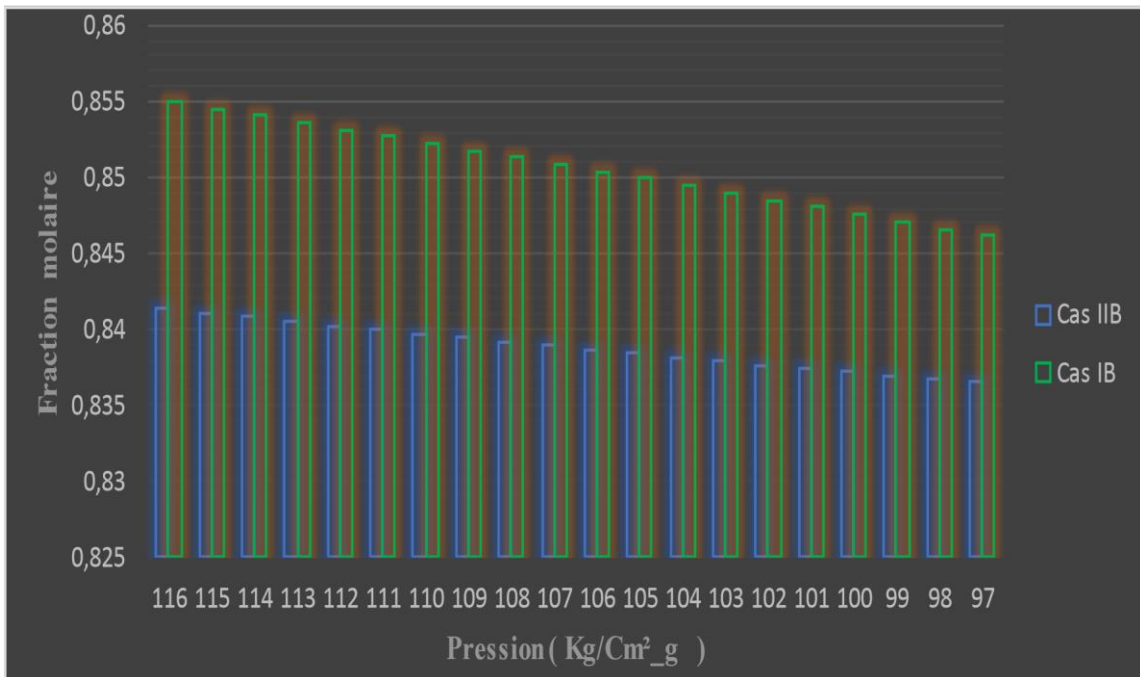
d'entrée est 98 kg/cm

Composition	Cas IB Simulé		Cas IIB Simulé	
	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)
<b>N<sub>2</sub></b>	5,4290	1,0347	5,3196	1,1605
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,2183	0,2671	0,2197	0,2462
<b>C<sub>1</sub>H<sub>4</sub></b>	84,6626	45,0244	83,6753	45,5260
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	7,0884	17,4554	7,3716	15,0000
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	1,8701	13,933	2,1956	11,5399
<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,3489	7,7088	0,5371	7,1771
<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,2487	3,9726	0,3463	3,4921
<b>iC<sub>5+</sub>H<sub>12</sub></b>	0,0534	3,3067	0,1254	4,0445
<b>nC<sub>5+</sub>H<sub>12</sub></b>	0,0579	2,6920	0,1193	3,0137
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	0,0184	3,0450	0,0690	5,1585
<b>C<sub>7</sub>H<sub>16</sub></b>	0,0027	1,1459	0,0152	2,5277
<b>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></b>	0,0003	0,3443	0,0025	0,9061
<b>C<sub>9</sub>H<sub>20</sub></b>	-	0,0499	0,0002	0,1455
<b>C<sub>10</sub>H<sub>22</sub></b>	-	0,0148	-	0,0456
<b>C<sub>11</sub>H<sub>24</sub></b>	-	0,0028	-	0,0089
<b>C<sub>12</sub>H<sub>26</sub></b>	-	0,0012	-	0,0038
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0,0013	0,0016	0,0033	0,0038
<b>Total</b>	100	100	100	100

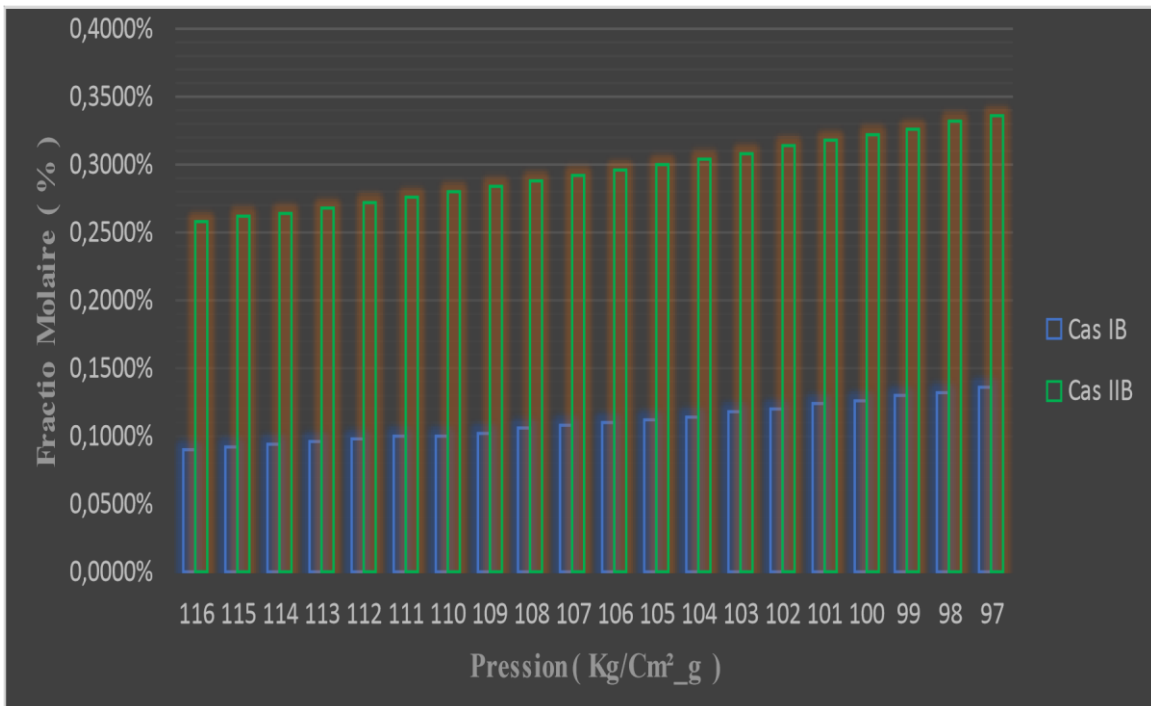
Tableau V-11:

d'entrée est 97 kg/cm

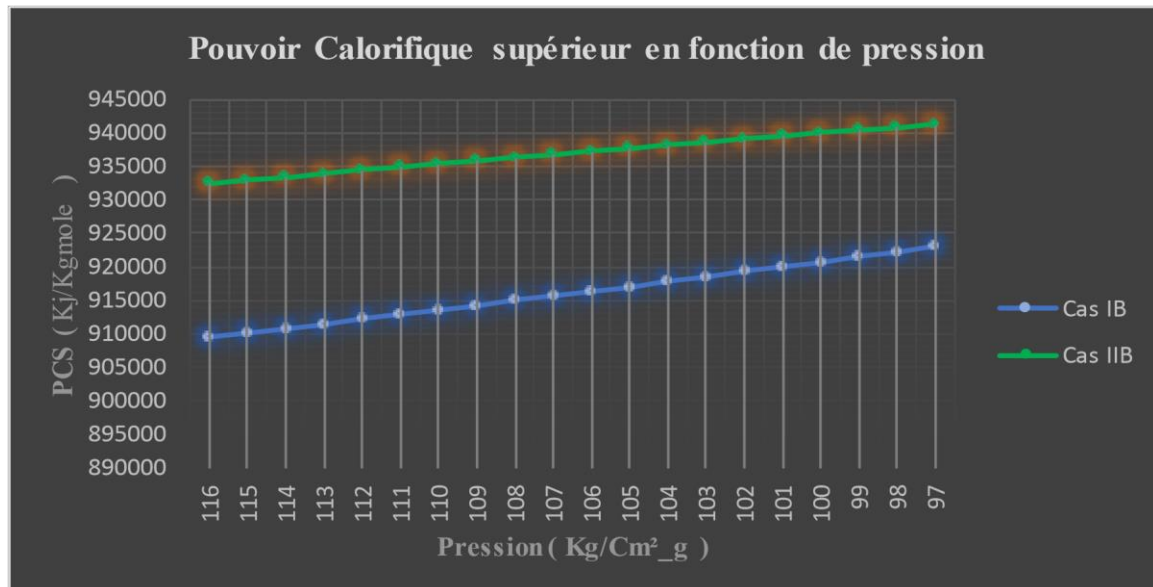
Composition	Cas IB Simulé		Cas IIB Simulé	
	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)	Fraction Vapeur (%)	Fraction Liquide (%)
<b>N<sub>2</sub></b>	5,4221	1,0270	5,3164	1,1531
<b>CO<sub>2</sub></b>	0,2184	0,2655	0,2198	0,2452
<b>C<sub>1</sub>H<sub>4</sub></b>	84,6156	44,7366	83,6543	45,3043
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	7,1089	17,3918	7,3787	14,9549
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	1,8882	13,9701	2,2022	11,5350
<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,3560	7,8101	0,5408	7,2067
<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	0,2529	4,0117	0,3482	3,5008
<b>iC<sub>5+</sub> H<sub>12</sub></b>	0,0550	3,3753	0,1271	4,0889
<b>nC<sub>5+</sub>H<sub>12</sub></b>	0,0594	2,7441	0,1207	3,0403
<b>C<sub>6</sub>H<sub>14</sub></b>	0,0189	3,1024	0,0703	5,2547
<b>C<sub>7</sub>H<sub>16</sub></b>	0,0028	1,1556	0,0155	2,5849
<b>C<sub>8</sub>H<sub>18</sub></b>	0,0003	0,3418	0,0025	0,9233
<b>C<sub>9</sub>H<sub>20</sub></b>	-	0,0487	0,0002	0,1466
<b>C<sub>10</sub>H<sub>22</sub></b>	-	0,0141	-	0,0452
<b>C<sub>11</sub>H<sub>24</sub></b>	-	0,0026	-	0,0087
<b>C<sub>12</sub>H<sub>26</sub></b>	-	0,0011	-	0,0036
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0,0014	0,0016	0,0034	0,0039
<b>Total</b>	100	100	100	100



**Figure V-4:** Évaluation de pourcentage molaire du C1 contenu dans le gaz de vente en fonction de la pression dans les deux cas IB et IIB



**Figure V-5:** Evaluation de La teneur en C5+ (% mol) contenue dans le gaz de vente en fonction de la pression dans les deux cas IB et IIB



**Figure V-6:** Évaluation du Pouvoir Calorifique supérieur en fonction de dans les deux cas IB et IIB

### V.3.1.1 Interprétation des Résultats :

D'après les résultats obtenus, nous remarquons que l'abaissement de la pression engendre :

- La diminution de la fraction molaire de méthane sortant de ballon D-103
- L'augmentation du pouvoir calorifique supérieur de gaz de vente produit contre l'accroissement du la teneur en C5+, qui est dû essentiellement à l'abaissement de la pression.
- L'augmentation du PCS du gaz de vente, qui s'explique par l'augmentation des constituants légers (C3 et C4) contenu dans la phase vapeur (gaz de vente).

Néanmoins, nous pouvons conclure que la chute de pression ayant un effet négatif sur les spécifications du gaz de vente quel que soit la méthode d'extraction des hydrocarbures liquide.

D'autre part, il est à noter que dans le cas IB (Turbo-Expander en service) les résultats obtenus sont mieux que dans le cas IIB (vanne joule-Thomson en service).

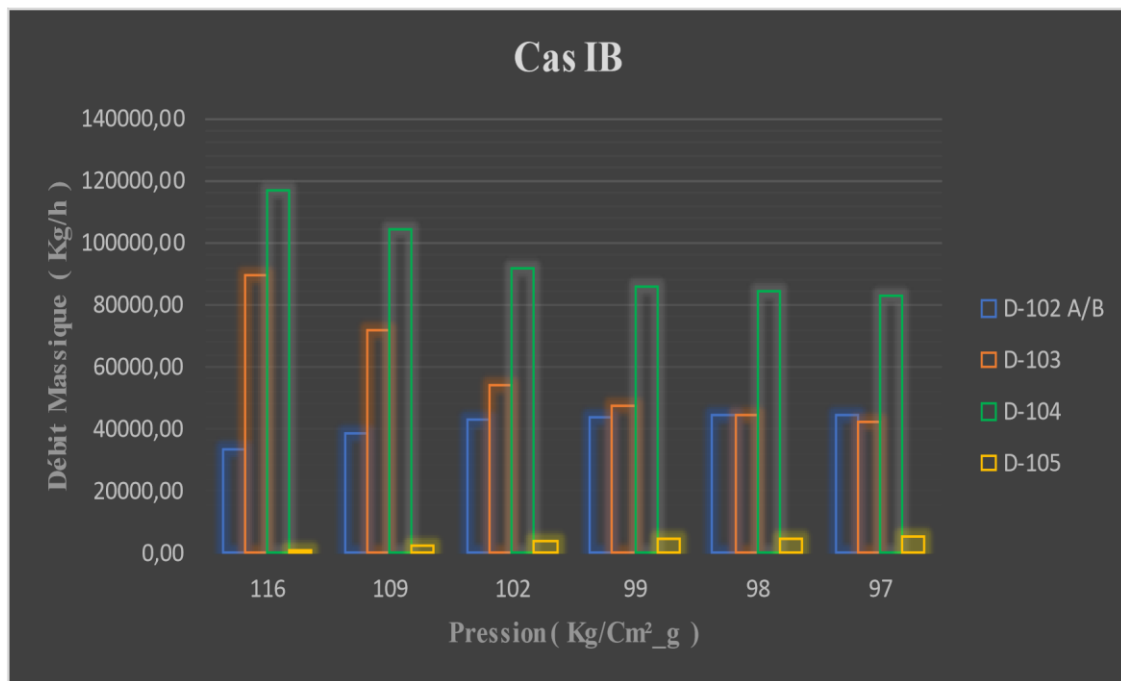
### V.3.2 Effet de chute de la pression sur la récupération des hydrocarbures liquides :

La deuxième partie de la comparaison concerne l'analyse des quantités des HC liquide récupérées au niveau de chaque ballon séparateur dans les deux cas de fonctionnement au cours de chute de pression.

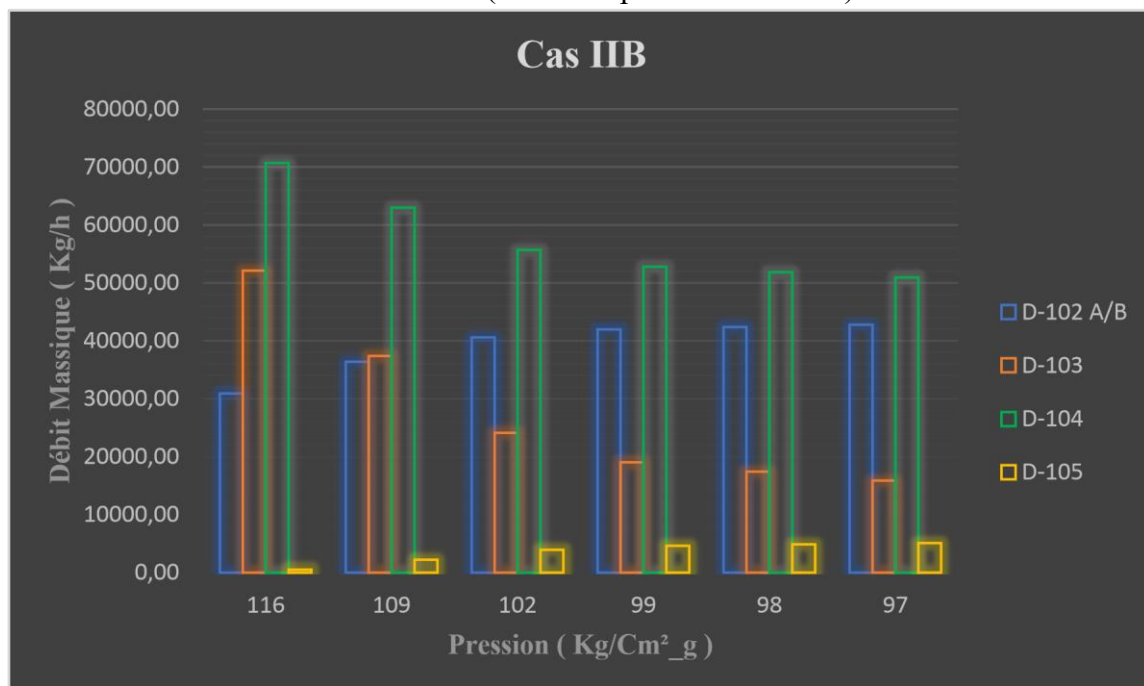
Les résultats calculés par le simulateur HySys sont regroupés dans le tableau V-12 et représenté graphiquement par des Histogrammes

**Tableau V-12:** les quantités des HC liquide récupéré au niveau de chaque ballon séparateur dans les deux cas de fonctionnement

Pression (Kg/cm <sup>2</sup> _g)	Cas	D102	D103	D104	D105
116	IB	33501,24	89784,88	116899,71	515,48
	IIB	30905,34	52108,33	70707,98	515,48
109	IB	38754,91	71474,87	104062,96	2225,81
	IIB	36375,64	37396,36	62996,18	2225,80
102	IB	42683,01	54119,85	91367,25	3922,55
	IIB	40597,86	24101,00	55684,52	3922,52
99	IB	43931,53	47105,10	86033,81	4634,83
	IIB	41982,65	19016,57	52770,74	4634,79
98	IB	44290,66	44832,21	84276,25	4869,05
	IIB	42387,71	17415,04	51836,77	4869,01
97	IB	44621,85	42593,80	82530,28	5101,37
	IIB	42764,93	15863,10	50923,92	5101,33



**Figure V-7:** Histogramme des quantités des HC liquide récupéré en fonction de Pression dans le cas IB (Turbo-Expander en service)



**Figure V-8:** Histogramme des quantités des HC liquide récupéré en fonction de Pression dans le cas IIB (Turbo-Expander en service)

### V.3.2.1 Interprétation des Résultats :

Après l'analyse des deux graphes, nous remarquons la diminution du débit des HC liquide récupéré dans chaque ballon séparateur avec la chute de pression dans les deux cas.

- Une augmentation du débit des Hydrocarbures liquide récupéré dans le cas IB par rapport le Cas IIB.
- Des grandes quantités des HC liquide récupéré au niveau du ballons D-104 qui est la somme des deux ballons précédents D-102 A/B et D-103

Après avoir comparé les valeurs des données illustrées dans les deux graphes nous pouvons conclure qu'une meilleure récupération des hydrocarbures liquide se fait dans le cas IB ça veut dire une détente isentropique par le Turbo-Expander avec une charge à haute pression.

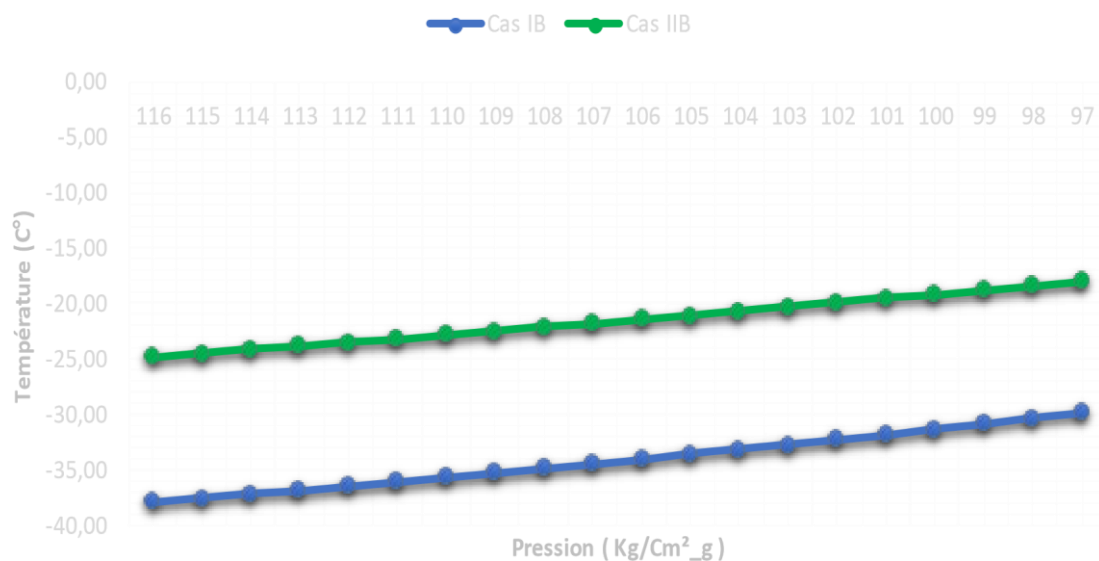
Par contre dans les faibles pressions et une détente isenthalpique par la vanne JouleThomson, il y'a toujours une mauvaise récupération des HC liquide car les fractions lourdes

(GPL) sont entraînées dans la phase vapeur, ce qu'est justifié par Histogramme du la figure V-4 (La teneur en C5+ (% mol) contenue dans le gaz de vente).

### V.3.3 Effet du chute de la pression sur les températures de ballon D-103 :

Dans ce travail, nous avons essayé de montrer l'effet de la chute de pression sur les températures Cryogénique atteintes pas les équipements de détente.

Les résultats obtenus lors de la simulation HySys du ballons D-103 sont affichés graphiquement par la figure suivante:



**Figure V-9:** Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de pression dans les deux cas de fonctionnement.

### V.3.3.1 Interprétation des Résultats :

- La chute de la pression accompagné par l'augmentation de profil du température dans les deux cas du fonctionnement , n' est pas favorable dans notre Procédé.
- On remarque que l'utilisation des basse températures pour augmenter la récupération des hydrocarbures à partir du gaz naturel est une technique pratique.
- Dans le cas IB la détente par Turbo-Expander atteint des valeur proche du  $-40^{\circ}\text{C}$  par contre la détente par la vanne Joule-thomson atteint des températures jusqu'à  $25^{\circ}\text{C}$  pour même pression que l'autre procédé .

Nous pouvons conclure que les procédés qui utilisent le Turbo -Expander (détente isentropique) peuvent atteindre des températures cryogéniques plus basse par rapport aux procédés qui utilisent la vanne Joule-thomson (détente isenthalpique).

### V.3.4 La Quantité d'Energie récupérée au niveau de turbo Expander ( Cas IB ) :

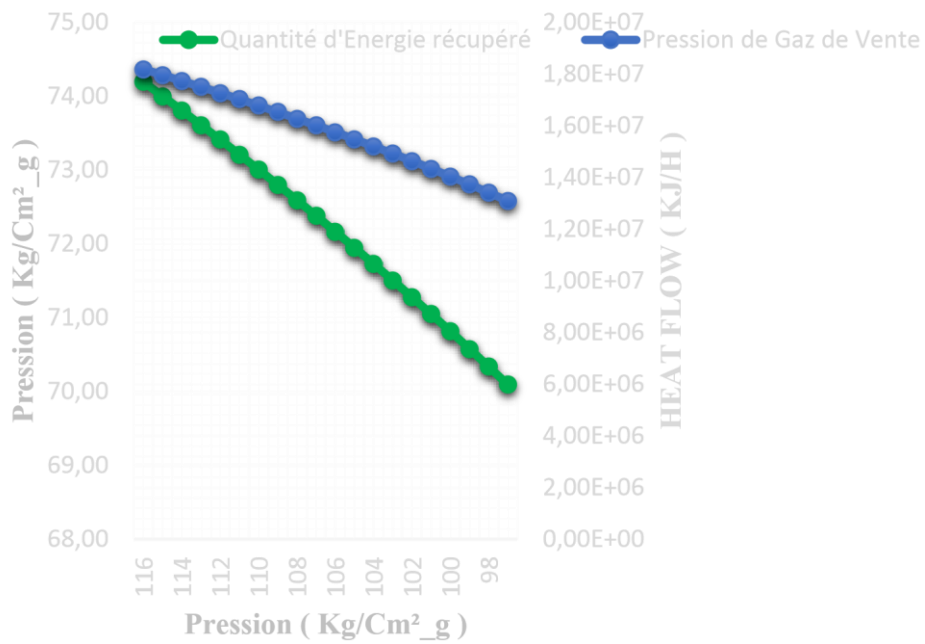
La dernière étape de ce travail consiste à la détermination des quantités d'énergie récupérée au niveau de la machine d'expansion, cette partie rentre dans le cadre d'une étude économique.

Nous avons essayé de suivre l'effet de chute de la pression sur la quantité produit par l'Expander en fonction de la pression du gaz de vente.

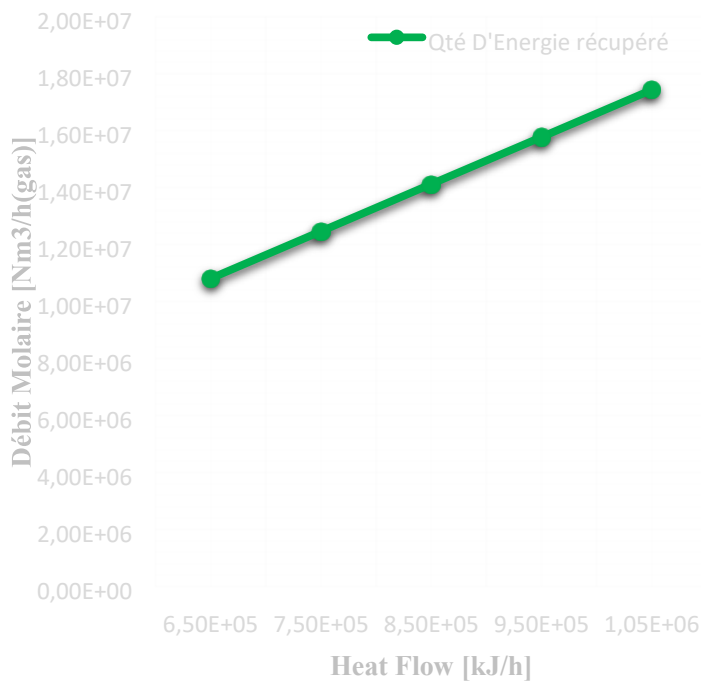
Pour évaluer l'influence des variations du débit de la charge sur la quantité d'énergie produit par la machine d'expansion ,on doit fixer la pression de la charge sur la valeur :

$$P=100 \text{ kg/cm}^2.\text{g.}$$

Les résultats obtenu après la simulation son présentés graphiquement par les figures suivantes :



**Figure V-10:** La Quantité d'énergie récupérée au niveau de turbo Expander (Cas IB) en fonction de la chute de pression.



**Figure V-11:** La Quantité d'Énergie récupérée au niveau de turbo Expander (Cas IB) avec la variation du débit de la charge

**V.3.4.1 Interprétation des résultats :**

Pour la figure V-10, on remarque que la quantité d'Énergie produit par la machine diminue en parallèle avec la pression du gaz de vente sortie du côté compresseur au cours de la chute de la pression. Cela signifie que cette énergie est nécessaire pour la compression du gaz de vente.

La figure V-11 montre que la quantité d'Énergie augmente avec l'augmentation du débit du la charge.

Comme une conclusion de cette partie : il existe deux manières d'augmenter la capacité de Production du Froid d'une machine d'expansion installation cryogénique, soit en augmentant le débit et en maintenant la pression constante, soit en augmentant la pression et en maintenant un débit constant, dans les deux cas, l'énergie requise augmente, donc une meilleure récupération des Fractions liquides.

# CONCLUSION



## CONCLUSION

L'Étude de la section Haute Pression dans le MPP IV du traitement du gaz naturel Région Hassi R'mel avec ces différents modes de fonctionnement nous a permis de faire une étude comparative entre le procédé Hudson et Pritchard avec l'aide du logiciel de simulation HySys qui a prouvé sa fiabilité sur les calculs et les résultats obtenus. Les résultats ont montré que :

- Les spécifications des produits (Gaz Sec, GPL, Condensat) évoluent avec les variations de la chute de la pression dans le procédé.
- La chute de pression du gaz brut joue un rôle dans les usines de Traitement du gaz naturel. Cela est dû aux effets de la pression sur sa température.
- Des basses températures donnent une plus grande séparation entre les composants souhaités dans le liquide et ceux qui seraient préférés dans le gaz.

À la fin de notre Étude comparative entre les procédés du traitement du gaz naturel nous constatons que :

- Pour une meilleure récupération des hydrocarbures liquides il faut suivre le procédé Hudson qui utilise une machine d'Expansion appelée Turbo-Expander

La Détente isentropique par le Turbo-Expander peut atteindre des basses températures jusqu'à -40°C en prenant en considération la pression de la charge.

- L'Énergie générée par l'Expander quel que soit en électricité ou bien en compression comme dans notre procédé n'est pas un extra bonus mais il faut qu'elle soit égale à la chaleur absorbée par les équipements de refroidissement pour faire une balance économique dans l'usine de traitement du gaz naturel.

## BIBLIOGRAPHIE

Appleton, D. (2019). *Global LPG Markets, Trade Flows and the Petrochemicals Opportunity*.  
Tokyo: Argus Media group.

Arthur J. Kidnay et William R. Parrish (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*.  
Columbus, Ohio: Taylor and Francis Group, LLC.

Bahadori, A. P. (2014). *Natural Gas Processing Technology and Engineering Design*. LONDON:  
Gulf Professional Publishing .

JGC Corporation, (1978). *Manuel opératoire Traitement de gaz naturel module processing plant  
IV*. Hassi R'mel.

Dahbia FLISSI et Mohammed R. ADJEROUD. (2017). *Etude de l'optimisation des paramètres de  
fonctionnement d'un débutaniseur en utilisant le simulateur HYSYS*. Alger: Université des  
Sciences et de la Technologie Houari Boumediene.

GUENDAFA N. (2019). *Etude de Traitement Du Gaz au Niveau Sonatrach Hassi R'mel*.  
Ourgula: Université Kasdi Merbah Ourgula.

H. K. Abdel-Aal, et al (2003). *PETROLEUM AND GAZ FIELD PROCESSING*. New York: Marcel  
Dekker, Inc.

Kerry, F. G. (2006). *Industrial Gas Handbook Gas Separation Purification*. Taylor & Francis  
Group, LLC.

Mokhatab S., et al (2019). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles  
and Practices* (éd. 4). London: Gulf Professional Publishing.

Sami Matar, Lewis F.Hatch. (2000). *Chemistry of Petrochemicals Processes* (éd. 2). USA: Gulf  
Publishing Company.

SOFIANE, A. (2010). *Étude comparative entre le Turbo-Expander et la vanne Joule Thompson  
en vue d'une chute de pression au niveau du module III de Hassi R'mel*. TLEMEN:  
UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID .

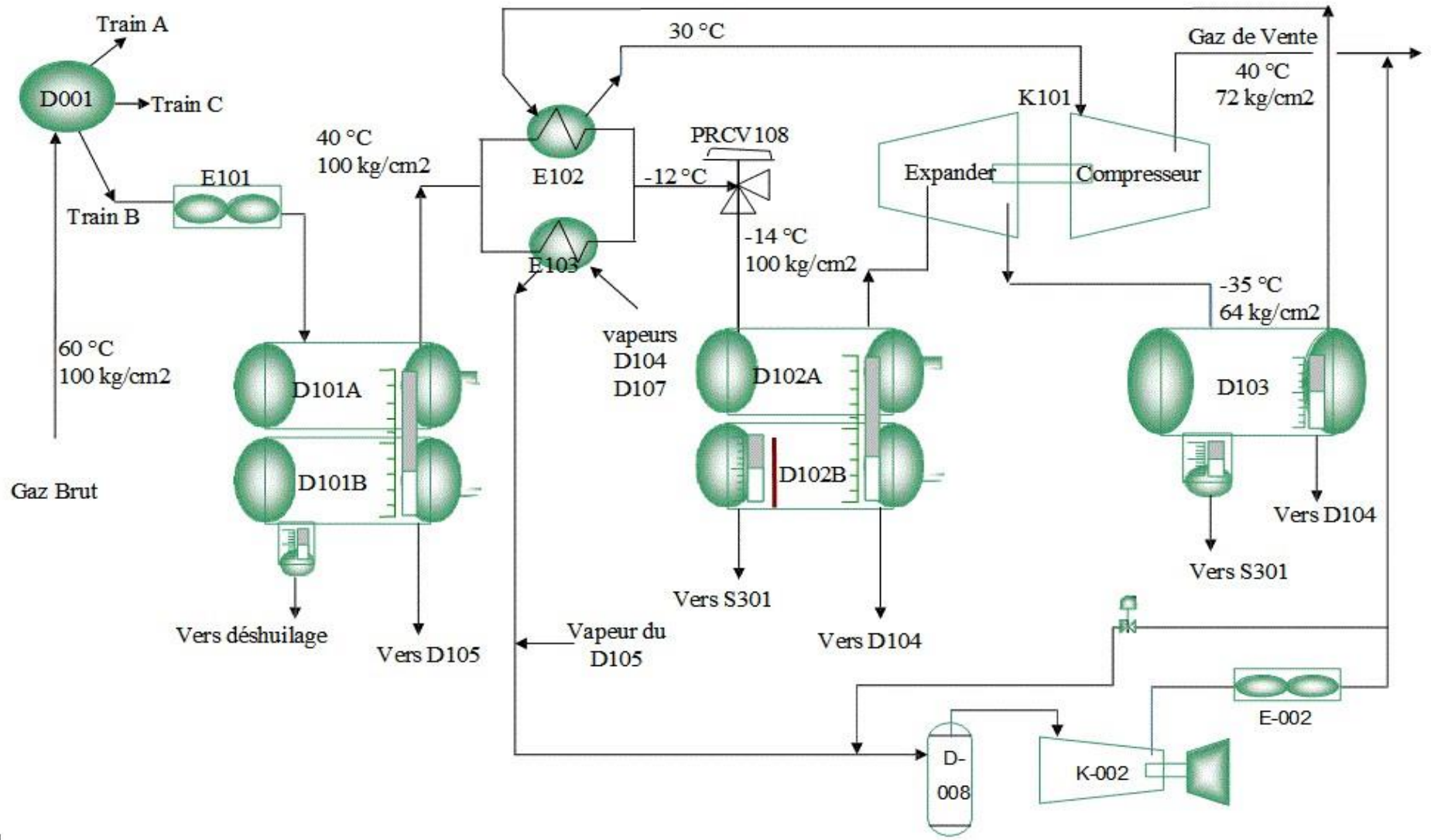
Speight, J. G. (2018). *Handbook of Natural Gas Analysis*. Laramie, WY, USA: John Wiley & Sons, Inc.

Speight, J. G. (2019). *Natural Gas A Basic Handbook* . Laramie, Wyoming: Gulf Professional Publishing.

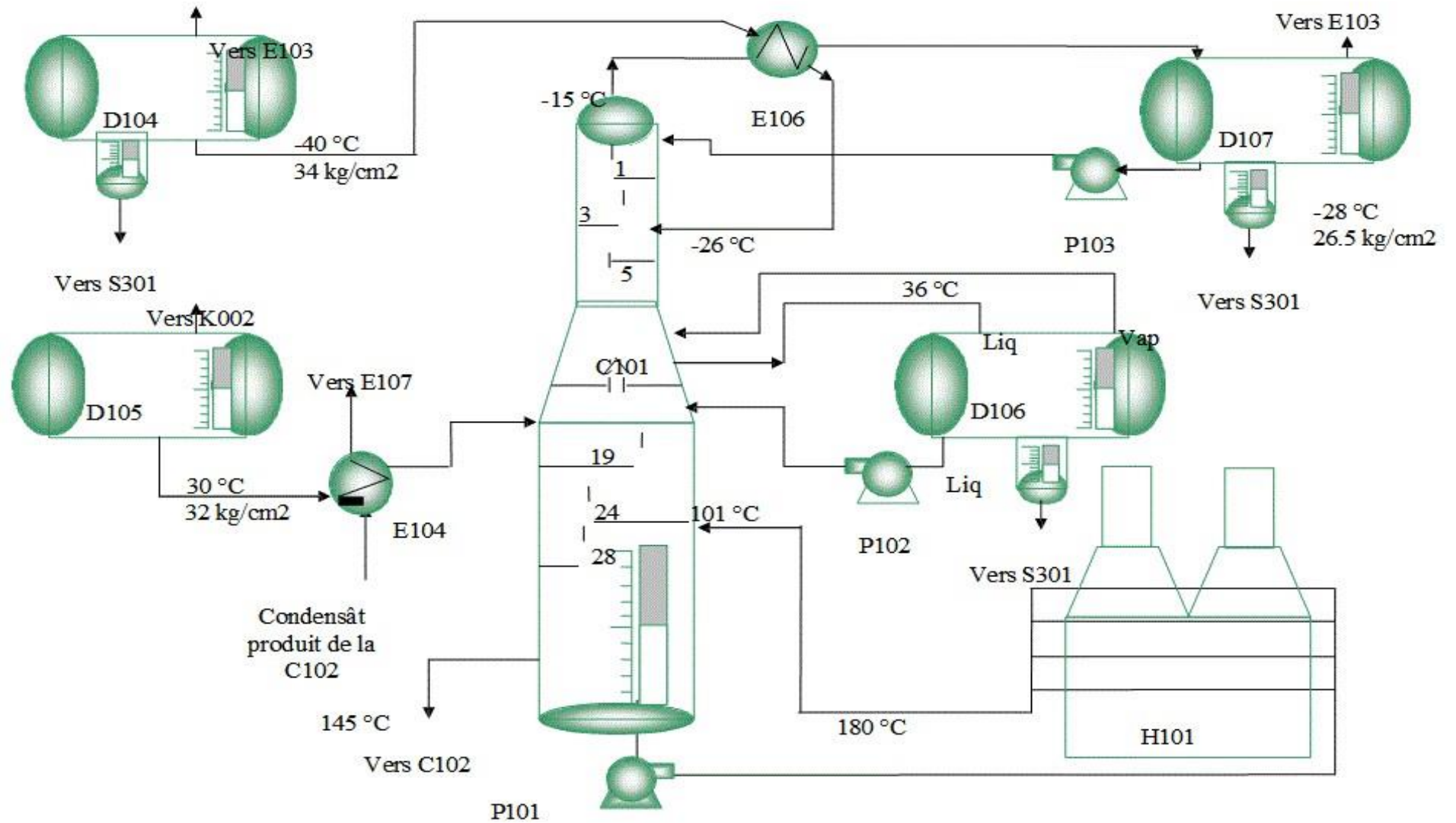
*Statistical Review of Global LPG 2019*. (2020, 11 16). Récupéré sur [www.lpg-apps.org](http://www.lpg-apps.org).

William A. Poe, Saeid MOKHATAB (2017). *Modeling, Control, and Optimization of Natural Gas Processing Plants*. LONDON: Gulf Professional Publishing.

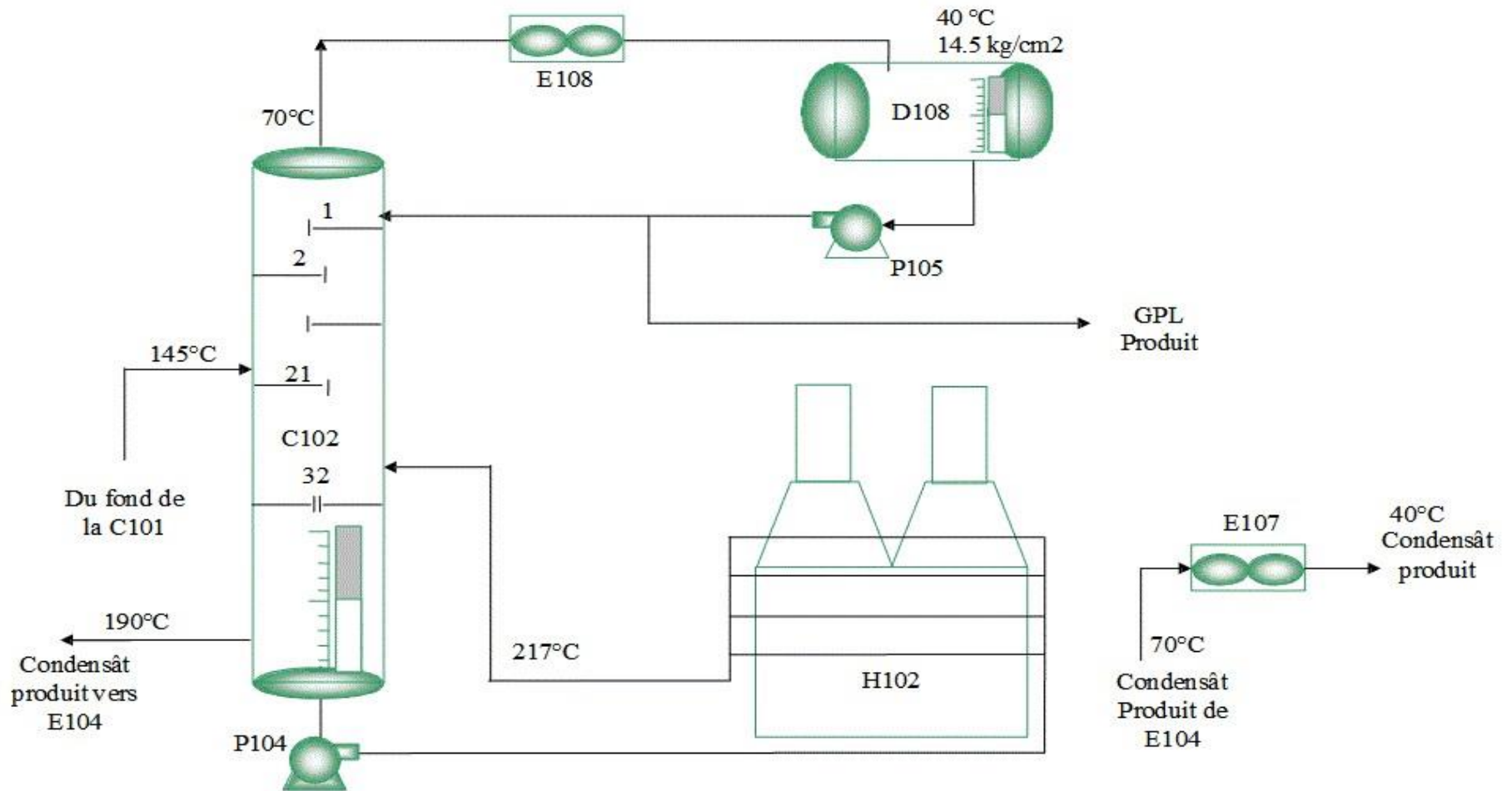
# ANNEXE A – SCHÉMA DE LA SECTION DU SÉPARATION À HAUTE PRESSION



ANNEXE B - SCHÉMA DE LA COLONNE DU STABILISATION C101 (DÉETHANISEUR) :



ANNEXE C – SCHÉMA DE LA COLONNE DU FRACTIONNEMENT C102 (DÉBUTANISEUR) :



## RÉSUMÉ

**Résumé :** La région Hassi R'mel un élément potentiel important dans l'industrie gaziers en Algérie, dédié pour la production du gaz sec et les HC liquide à partir du gaz naturel. Suite à la chute de la pression du gisement, la composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif. La comparaison entre les procédé Hudson et Pritchard exploité dans le MPP IV par HySys montre que cette chute de la pression ayant une influence négative sur la section haute pression en particulier les Equipment du détente Turbo-Expander et la vanne Joule-Thomson et ça implique une mauvaise récupération des hydrocarbures liquide et la qualité du gaz de vente. Une étude économique sur la quantité d'énergie récupéré au niveau Turbo-Expander justifiée ces avantages pour obtenir des basses températures

**Mots Clé :** Gaz Naturel, Hydrocarbures Liquide, Détente, Turbo-Expander, La vanne JouleThomson, Energie, Basses Températures, Chute de la Pression, Section HP.

**Abstract:** The region Hassi R'mel a significant potential element in the gas industry in Algeria, dedicated for the production of pipeline gas and NGL from natural gas. Following the pressure drop of the well, the composition of the row gas tends towards gradual and significant change. The comparison between the processes Hudson and Pritchard exploits in MPP IV by HySys shows that this drop in the pressure having a negative influence on the high-pressure section in particular the equipment of the relaxation (the Turbo-Expander machine and the JouleThomson valve) and it implies a bad recovery of NGL and on the quality of the stream gas.an economic study on the amount of energy recovered at the level of the Turbo-Expander justifies his advantages obtain a low temperature.

**Key Word:** Natural Gas, Turbo-Expander, Joule-Thomson, low temperature, pressure drop.

**ملخص :** منطقة حاسي الرمل عامل مهم ومؤثر في صناعة الغاز بالجزائر مخصصة لإنتاج غاز المدينة والمنتجات السائلة المشتقة من الغاز الطبيعي، بالموازاة مع إنخفاض الضغط في الآبار تميل مكونات الغاز الخام نحو تغيير تدريجي هام ، المقارنة بين طرائق معالجة الغاز المتبعة في المعمل الرابع باستعمال برنامج محاكات متخصص تظهر أن إنخفاض ضغط الغاز له تأثير سلبي على قسم الضغط العالي بالتحديد في معدات وآليات التمديد المتمثلة في توربو إكسبندر وصمام جول تومسون، و بالتالي استرجاع سيئ للمواد السائلة وتدهور جودة الغاز، بالإضافة إلى دراسة اقتصادية حول كمية الطاقة المستردة على مستوى التوربو إكسبندر، مما يؤكد أفضليته في الحصول على درجات حرارة دنيا مثالية. **كلمات مفتاحية:** الغاز الطبيعي، توربو إكسبندر، وصمام جول تومسون، الطاقة، حرارة دنيا، قسم الضغط العالي.