



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

Université de Ghardaïa

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم هندسة الطرائق

Département de génie des procédés

N° d'enregistrement

/...../...../...../...../.....

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie Chimique

Thème

Optimisation des paramètres de fonctionnement de section
haute pression à l'aide de l'outil HYSYS à Hassi R'mel

Déposé le : .././2022

Par

MAROUF Adel & LAGHRAB Djebere

Par le jury composé de :

Raache Imane	MCB	Univ Ghardaïa	Examineur
Bencheikh Salah Eddine	MCB	Univ Ghardaïa	Examineur
Zine El Abidine Benarima	MCB	Univ Ghardaïa	Encadrant

Année universitaire : 2021/2022

Remerciement

Au nom d'**ALLAH**, le Tout Miséricordieux le plus grand merci lui revient de nous avoir guidés vers le droit chemin, de nous avoir aidé tout au long de nos années d'études et pour toutes ses grâces qui nous entourent.

Nous tenons à remercier sincèrement Monsieur **Zine elabidine Benarima**, qui en tant qu'encadreur de ce mémoire, s'est toujours montrée à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de notre travail, ainsi que pour l'aide et le temps consacrés pour la concrétisation de cet œuvre.

Nous tenons à remercier tout le personnel de **SONATRACH DP** Hassi-R'mel, service exploitation et laboratoire du module IV.

Nous tenons encore à remercier les membres honorables du jury.

Nous tenons à remercier chaleureusement **Mme.RAACHE.I** et **Mme.Trabelssi.A** pour leurs précieux encouragements et conseils,

Ainsi que tous les enseignants du département

Enfin, Nous adressons nos remerciements les plus sincères à toutes les personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mon cher père,

Ma très chère mère,

Mes très chers frères (Laghrab Malek et Laghrab Ahmed),

Toute ma famille,

Et à tous mes amis (Marouf Adel, Aziz Djamel, Merabet Said).

À tous mes professeurs pour mon parcours académique « Ben Badda Brahim,

Nahiaoui Idriss, Habbi Slimane, Hamed Boukhari, Bentouati Bouhra».

LAGHRAB DJEBERE

Dédicaces

Merci mon Dieu de m'avoir donné la capacité d'écrire et de réfléchir, la patience d'aller jusqu'au bout de mes rêves.

Je dédie ce travail, à tous ceux qui me sont chers, A ma chère maman qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions, je ne saurai exprimer toute la reconnaissance que j'ai envers vous.

Vous représentez pour moi l'exemple par excellence. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour vous. "QUE DIEU VOUS GARDE et fasse qu'ils soient toujours fiers de moi"

À tous mes professeurs pour mon parcours académique « Yahiaoui Idriss, Habbi Slimane, Hamed Boukhari »

À mes frères chacun avec son nom,

À toute ma grande famille,

À mon grand frère et binôme « Laghrab Djebere » avec qui j'ai partagé des belles années d'études,

À mes chères camarades de la 2ème année master génie chimique et tous les cadres du département de génie des procédés,

À mes chers amis avec lesquels j'ai partagé des moments inoubliables,

À tous ceux qui me sont chères.

MAROUF ADEL

RESUME

Le gaz naturel est le combustible prédominant dans nos ressources d'hydrocarbures, il conforte sa place en tant qu'énergie fiable et propre.

Notre travail de recherche technico- économique consiste à modéliser la section haute pression du train de traitement de gaz du module IV par le logiciel HYSYS, et de valider le modèle réalisé en comparant les résultats obtenus de la simulation avec les données par le DESIGN. Ainsi de simuler et optimiser le cas actuel. Les résultats obtenus montrent la chute de pression du gaz brut provoque une augmentation de la température, un entrainement important du GPL dans le gaz de vente ce qui va se répercuter sur la quantité et la composition des fluides récupérés du dernier ballon de séparation de la section haute pression. Mais après l'optimisation, nous avons atteint la pression optimale qui est égale à 110Kg/cm^2 .

À la fin, les résultats de cette pression ont été très positifs en augmentant le pourcentage de liquide récupéré du gaz brut total et de profiter un bon gain économique.

Mots clés : Gaz, MPP IV, HYSYS, chute de Pression, Section haute pression, Simulation, Optimisation, Produits finis.

ABSTRACT

Natural gas is the predominant fuel in our hydrocarbon resources, it reinforces its place as a reliable and clean energy.

Our technical-economic research work consists in modeling the high-pressure section of the gas treatment train of module IV by the HYSYS software, and to validate the model carried out by comparing the results obtained from the simulation with the data by the DESIGN. Thus, to simulate and optimize the current case. The results obtained show the pressure drop of the raw gas causes an increase in temperature, a significant drive of LPG in the sales gas which will have an impact on the quantity and composition of fluids recovered from the last separation balloon of the high-pressure section. But after optimization, we reached the optimal pressure which is equal to 110Kg/cm^2 .

In the end, the results of this pressure were very positive by increasing the percentage of liquid recovered from the total raw gas and enjoying a good economic gain.

Keywords: Gas, MPP IV, HYSYS, Pressure Drop, High Pressure Section, Simulation, Optimization, Finished Products.

المخلص

الغاز الطبيعي هو الوقود السائد في مواردنا الهيدروكربونية، فهو يعزز مكانته كطاقة موثوقة ونظيفة يتكون عملنا البحثي التقني والاقتصادي من نمذجة قسم الضغط العالي من وحدة معالجة الغاز في المعمل 4 بحاسي الرمل بواسطة برنامج HYSYS، والتحقق من صحة النموذج الذي تم تنفيذه من خلال مقارنة النتائج التي تم الحصول عليها من المحاكاة مع البيانات بواسطة التصميم. وقمنا أيضا بمحاكاة وتحسين الحالة الحالية. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن انخفاض ضغط الغاز الخام يسبب زيادة في درجة الحرارة، وبالتالي تواجد كبير لغاز البترول المسال في غاز المبيعات والذي سيكون له تأثير على كمية وتكوين السوائل المستردة من بالون الفصل الأخير لقسم الضغط العالي. ولكن بعد التحسين، وصلنا إلى الضغط الأمثل الذي يساوي 110 كجم / سم². وفي النهاية، كانت نتائج هذا الضغط إيجابية للغاية من خلال زيادة نسبة السائل المسترد من إجمالي الغاز الخام والتمتع بمكاسب اقتصادية جيدة.

الكلمات المفتاحية: غاز، المعمل الرابع، هايسيس، انخفاض الضغط، قسم الضغط العالي، محاكاة، تحسين، منتجات

نهائية.

Tableau des matières

Dédicace	III
Remerciement	IV
Résumé	V
المخلص	VI
Table de matières	VII
LISTE DES TABLEAUX	XII
LISTE DES FIGURES	XIII
Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités sur Gaz Naturel et Spécification Des Produits Finis	
I.1.Introduction	4
I.2.Définition du gaz naturel	4
I.3 La formation du gaz naturel	5
I.3.1 Source du gaz naturel	5
I.3.2 Origine des constituants du gaz naturel	5
I.3.2.1Constituants hydrocarbures	5
I.3.2.2 Constituants non hydrocarbures	6
I.4.Types du gaz naturel	6
I.4.1 Gaz conventionnels	6
I.4.2 Gaz non conventionnels	6
I.5. Caractéristiques du gaz naturel	7
I.5.1. Pouvoir calorifique	7
I.5.2. Densité et masse volumique	8
I.5.3. Facteur de compressibilité	9
I.5.4. Propriétés physiques et chimiques	9

Tableau des matières

a) Propriétés physiques	9
b) Propriétés chimiques	10
c) Composition chimique	10
I.6. Traitement du gaz naturel	10
I.7. Les avantages spécifiques de gaz naturel	11
I.8. Le gaz naturel dans le Monde	11
I.8.1 Les principales réserves de gaz naturel	11
I.8.2. La production mondiale du gaz naturel	12
I.8.2. La consommation mondiale du gaz naturel	13
I.9. Le gaz naturel dans l'Algérie	13
I.9.1. Introduction	13
I.9.2 Les réserves gazières en Algérie	14
I.9.3. La production du gaz naturel en l'Algérie	15
I.10. Spécification Des Produits Finis	16
I.10.1. Gaz sec	16
I.10.2. Le GPL	16
I.10.3. Le condensat	19
I.11. Conclusion	21
Chapitre II : Présentation de la région du HASSI R'MEL et MPPIV	
II.1. Introduction	23
II.2. Situation géographique	23
II.3. Historique et développement du Champ de Hassi R'mel	24
II.4. Installations gazières à Hassi R'mel	25
II.5. Spécification du gaz brut de Hassi R'mel	26
II.6. Les procédés de traitement de gaz naturel	27
II.7. Présentation du module IV	29

Tableau des matières

II.7.1 Introduction	29
II.7.2. Description du procédé de l'unité de traitement de gaz(module4)	31
II.7.2.1. Section séparation à haute pression	31
II.7.2.2. Section fractionnement et stabilisation	33
II.7.2.3. Section de recompression et de transfert du gaz	36
II.7.2.4. Unité de régénération du glycol	37
II.7.2.5. Section Utilités	38
II.7.2.6. Torches	38
II.7.2.7. Laboratoire	38
II.8. Organisation du module IV	39
II.9. Conclusion	39
Chapitre III : Généralité sur les équipements d'échange de chaleur	
III.1. Théorie et équipements d'échange de chaleur	41
III.1.1. Introduction	41
III.1.2. Définition	41
III.1.3. Modes de transfert de chaleur	41
III.1.3.1. La conduction	42
III.1.3.2. La convection	43
III.1.3.3. Le rayonnement	44
III.1.4. Les échangeurs de chaleur	45
III.1.4.1. Définition	45
III.1.4.2. Principe	45
III.1.4.3. Classification des échangeurs	46
III.1.4.4. Echangeur tube à faisceau et calandre	47
III.2. Les équipements de détente	49
III.2.1. La vanne de Joule Thomson	49

Tableau des matières

III.2.1.1. Description	49
III.2.1.2. Principe de fonctionnement	50
III.2.1.3. Avantages et inconvénients de la vanne de JT	51
III.2.2. Le Turbo-expander	51
III.2.2.1. Définition d'un turbo-expander	51
III.2.2.2. Domaine d'utilisation du turbo-expander	52
III.2.2.3. Principales caractéristiques	52
III.2.2.4. Rôle d'un turbo-expander	53
III.2.2.5. Avantages et inconvénients du turbo-expander	54
III.3. Conclusion	55
Chapitre IV : Présentation de Hysys et Problématique	
IV.1. Présentation de HYSYS	57
IV.1.1. Introduction sur la simulation	57
IV.1.2. Définition de hysys	58
IV.1.3. Caractéristiques principales de HYSYS	58
IV.1.4. Les étapes d'utilisation du logiciel HYSYS	59
IV.1.5. Choix de modèle thermodynamique	59
IV.1.6. Modèle de Peng-Robinson	61
IV.2. Problématique de la recherche	61
IV.2.1. Conditions de fonctionnement du procédé de traitement	62
IV.2.1.1. Spécifications du gaz brut	62
IV.2.1.2. Spécifications des Produits finis	64
IV.2.1.3. Équipement de détente mis en service	65
IV.3. Méthodologie de travail	65
IV.3.1. Précision des contraintes de fonctionnement du procédé	66
IV.3.1.1. Contraintes liées aux équipements	66

Tableau des matières

IV.3.1.2. Contraintes liées aux spécifications des produits	66
IV.3.2. Modélisation de la section haute pression	67
IV.3.3. Simulation et optimisation du cas actuel	67
IV.4. Détermination des quantités de GPL et condensat	68
Chapitre V : Résultat et discussion	
V.1. Modélisation de la section haute pression	70
V.2. Simulation et optimisation du cas réel	73
V.2.1. Vérification des paramètres actuels de la section HP	73
V.2.2. Optimisation des paramètres du cas actuel	77
V.2.2.1. Étude de l'effet de la chute de pression sur la composition dans les ballons	77
L'entraînement du GPL	71
L'entraînement du fractions C5+	82
V.2.2.2. Etude de la variation de pression sur les paramètres de gaz de vente	82
Sur la pression et température de sortie	82
Sur le PCS et la densité	83
Sur le débit	84
V.2.2.3. Sur la récupération de liquide	85
L'influence de la chute de pression sur la température	85
L'influence de la chute de pression sur le débit de liquide récupérer	86
V.3. Détermination des Quantités de GPL et Condensat Récupéré et Estimation Economique du Traitement	88
V.3.1. Détermination des quantités de GPL et condensat récupérés	88
V.3.1.1. Cas avant optimisation	88
V.3.2. Estimation de l'économie réalisée en Dinars algérien	88
Conclusion générale et recommandation	
Références bibliographiques	
Annexes	
	95

Liste de Tableaux

Tableaux	Titres	Pages
Chapitre I : Généralités sur Gaz Naturel et Spécification des Produits Finis		
Tableau I.1	les propriétés physiques du gaz naturel	9
Tableau I.2	top 10 pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde	12
Tableau I.3	les spécifications du gaz sec	16
Chapitre II : Présentation de la région du HASSI R'MEL et MPPIV		
Tableau II. 1	fraction molaire des compositions de gaz brut	27
Chapitre III : Généralité sur les équipements d'échange de chaleur		
Tableau III.1	classification des échangeurs	47
Chapitre IV : Présentation de Hysys et Problématique		
Tableau IV.1	Domaine d'application du modèle Peng-Robinson	61
Tableau IV.2	Composition du gaz brut	63
Tableau IV.3	Spécifications de la charge	63
Tableau IV.4	Composition de la charge dans le cas actuel	64
Tableau IV.5	Spécifications de la charge dans le cas actuel	64
Tableau IV.6	Conditions de fonctionnement du procédé HUDSON (Données design)	65
Tableau IV.7	Capacité d'échange des échangeurs	66
Chapitre V : Résultat et discussion		
Tableau V.1	Spécifications du gaz de vente et du liquide sortant du ballon D 103	71
Tableau V.2	Composition de gaz de chaque ballon	71
Tableau V.3	Composition de liquide des ballons (D101,2,3)	72
Tableau V.4	Paramètres de fonctionnement de la section HP données actuelles et actuelles simulées	74
Tableau V.5	Composition du gaz de vente données actuelles et actuelles simulés	76

Liste des tableaux

Tableau V.6	Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression de 95 Kg/cm²	78
Tableau V.7	Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression de 100 Kg/cm²	79
Tableau V.8	Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression 110 Kg/cm²	80
Tableau V.9	Évolution de la teneur des GPL entraînés dans le gaz de vente avec la chute de pression	81
Tableau V.10	Évolution de la teneur des fractions C ₅ ⁺ dans le gaz de vente avec la chute de pression	82
Tableau V.11	La pression et température de sortie sur trois différentes pressions de fonctionnement	82
Tableau V.12	la densité et le PCS sur trois différentes pressions de fonctionnement	83
Tableau V.13	La valeur de débit sur trois différentes pressions de fonctionnement	84
Tableau V.14	Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de pression	85
Tableau V.15	Évolution des débits des phases liquides avec la chute de pression	86
Tableau V.16	Production du GPL et Condensat dans ballon D103 Après optimisation	88
Tableau V.17	Argent gagnée après l'optimisation	88

Liste de Figures

Figures	Titres	Pages
Chapitre I : Généralités sur Gaz Naturel et Spécification Des Produits Finis		
Figure I.1	Les différents types de source géologique du gaz naturel	7
Figure I.2	la production mondiale de gaz naturel en 2020	12
Figure I.3	La consommation mondiale du gaz naturel	13
Figure I.4	Les réserves gazières en Algérie	15
Figure I.5	production de gaz naturel dans l'Algérie	15
Chapitre II : Présentation de la région du HASSI R'MEL et MPPIV		
Figure II.1	Situation géographique de Hassi R'mel	24
Figure II.2	Répartition des installations gazières sur Hassi R'mel	26
Figure II.3	Schéma simplifié du procédé Pritchard	27
Figure II.4	Schéma simplifié du procédé Hudson	28
Figure II.5	Schéma de process du module IV	30
Figure II.6	Section de séparation Haute pression	32
Figure II.7	Section de stabilisation	33
Figure II.8	Section de fractionnement	36
Chapitre III : Généralité sur les équipements d'échange de chaleur		
Figure III.1	les différents modes de transfert de chaleur	41
Figure III.2	Transfert de chaleur par conduction	42
Figure III.3	Transfert de chaleur par convection	43
Figure III.4	Transfert de chaleur par rayonnement	44
Figure III.5	quelques types des échangeurs de chaleur	45
Figure III.6	principe d'échangeur de chaleur	46
Figure III.7	principe d'un échangeur de chaleur tube/calandre	48
Figure III.8	échangeur de chaleur E102 A/F	49

Listes des figures

Figure III.9	la vanne Joule Thomson	50
Figure III.10	schéma descriptif de la vanne de JT	50
Figure III.11	Le turbo-expander au niveau de module IV	52
Figure III.12	Schéma descriptif du turbo expander	54
Chapitre IV : Présentation de Hysys et Problématique		
Figure IV.1	Schéma représente la procédure de sélection de types de modèle	60
Figure IV.2	Evolution de la pression du gisement au cours du temps	62
Chapitre V : Résultat et discussion		
Figure V.1	Modélisation de la section HP à partir du DESIGN	70
Figure V.2	Comparaison de composition des produits gazeux sortant du ballon séparateur D103	72
Figure V.3	Comparaison de composition des produits liquides récupérés dans le ballon D103	73
Figure V.4	Modélisation de la section HP par les données actuelles	74
Figure V.5	(A,B,C,D,E,F) des histogrammes pour la comparaison entre les valeurs réelles et les valeurs simulées	75
Figure V.6	Comparaison des compositions de gaz de vente données actuelles et actuelles simulés	76
Figure V.7	Modélisation de la section HP selon différentes pressions	77
Figure V.8	Évolution de la teneur des GPL entraînés dans le gaz de vente	81
Figure V.9	Évolution de la teneur des fractions C5+ dans le gaz de vente avec la chute de pression	82
Figure V.10	Variation de la pression de sortie avec la pression	83
Figure V.11	Variation de la température de sortie avec la pression	83
Figure V.12	L'effet de la chute de pression sur le pouvoir calorifique	84
Figure V.13	L'effet de la chute de pression sur la densité	84
Figure V.14	L'effet de la chute de pression sur le débit du gaz de vente	85
Figure V.15	Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de pression	86
Figure V.16	Évolution des débits des phases liquides avec la chute de pression	87

Listes des abréviations

Le mot abrégé

MPP4 :	Module Process Plant
HP:	Haute Pression
GPL:	Gas de Propane Liquéfié
GNL:	Gas Naturel Liquéfié
HR1:	Hassi R'mel 1
PCS:	Pouvoir Calorifique Supérieur
PCI :	Pouvoir Calorifique Inférieur
TVR :	Tension de vapeur reid
CSTF :	Centre de stockage et de transfert de fluides
CTG :	centre de traitement de gaz
CTH :	centre de traitement d'huile
SRGA :	Station de récupération des gaz associés
CNDG :	centre national de dispatching de gaz
SCN :	station de compression nord
SCS :	station de compression sud
PRCV 108 :	Vanne a l'effet de Joule Thomson
JT :	Joule Thomson
PFD :	Process flow diagram
HYSYS :	hyprotech system
C101 :	Déethaniseur
C102 :	Débutaniseur
D001 :	Diffuseur
D101 :	Séparateur haute pression
D102 :	Séparateur final haute pression
D103 :	Séparateur de moyenne pression
D104 :	Séparateur de basse pression
D105 :	Séparateur de condensat riche
D106 :	Séparateur hydrocarbure glycol
D107 :	Accumulateur de reflux déethaniseur
D108 :	Accumulateur de reflux débutaniseur
D003A :	Ballon de détente condensat brut utilisé pour le stockage intermédiaire du condensat OFF SPEC

Listes des abréviations

D003B :	Ballon de détente condensat brut utilisé pour le stockage intermédiaire du condensat ON SPEC
D005A :	Ballon de détente GPL brut utilisé pour le stockage intermédiaire du GPL OFF SPEC
D005B :	Ballon de détente GPL brut utilisé pour le stockage intermédiaire du GPL ON SPEC
DCS :	Distribution Contrôle Système
E101 :	Aéroréfrigérant N1
E102 :	Echangeur gaz-gaz N1
E103 :	Echangeur gaz-gaz N2
E104 :	Echangeur gaz-gaz N3
E106 :	Echangeur gaz-gaz N4
E107 :	Aéroréfrigérant N2
E108 :	Aéroréfrigérant N3
E002 :	Aéroréfrigérant N4
FRC 101C :	Vanne a l'effet Joule Thomsen
H101	Rebouilleur du déethaniseur
H102	Rebouilleur du débutaniseur
K101	Turbo-Expandre
K002	Compresseur des Gaz moyennes pression
LGN	Liquides du Gaz Naturel
Mtep	Million de tonnes équivalent pétrole
MPPIV	Modul Processing Plant IV
MEG	Mono Ethylène Glycol
NRTL	Nationally Recognized Testing Laboratory
PRCV 108	Vanne Joule Thomsen
P101	Pompes de reflux
P102 Pompes de reflux	Pompes de reflux
P103 Pompes de reflux	Pompes de reflux
P104 Pompes de reflux	Pompes de reflux
P105 Pompes de reflux	Pompes de reflux
SBC	Station BOOSTING Centre
SCS	Station de Compression Sud

Listes des abréviations

SBN	Station BOOSTING Nord SBS Station BOOSTING Sud
SRK	Soave-Reslich-kwong
T001	Bac de stockage du Condensât
T002	Sphère de stockage du GPL
UNIQUAC	UNIversalQUAsi Chemical
UNIFAC	UNIversalFunctionalACTivity

Liste des Symboles

Symboles	Significations	Unité
ϵ	Porosité (mildarcy)	Md
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	Kcal/m ³
PCI	Pouvoir calorifique inférieure	Kcal/m ³
P	Pression	Atm, bar, pascal, kg/cm ²
T	Température	C°
V	Volume	m ³
V_m	Volume massique	M ³ /kg
D	Densité	/
n	Nombre de moles	Mol
R	Constante des gaz parfaits	Pas.m ³ /mole.k°
Z	Facteur de compressibilité	/
M	Masse molaire	g/mol
ρ	Masse volumique	Kg/m ³
φ	Flux de chaleur	W
λ	Conductivité thermique	W. m ⁻¹ .°C ⁻¹
TVR	Tension de vapeur Reid	psia
E	Puissance	Kcal/h
V_c	Vitesse critique	rpm
Q	Débit massique	Kg/h

Listes des abréviations

Qm	Quantité massique	Kg/kmole
Xi	Fraction molaire de constituant i dans le gaz naturel	%

Introduction

Générale

Introduction Générale

L'énergie joue un rôle central dans le développement économique d'un pays, et l'économie algérienne est principalement dépendante du développement des hydrocarbures, à savoir le pétrole et le gaz naturel.

Le rôle du gaz naturel dans l'énergie est croissant, et l'importance de ses réserves et ses atouts environnementaux sont propices à son application dans des domaines à forte valeur ajoutée comme la production d'électricité.

Le gaz naturel occupe également une place importante dans les industries chimiques et pétrochimiques. Le traitement du gaz nous permet d'obtenir plusieurs produits parmi eux le gaz de vente, le GPL et le condensat. Et bien d'autres produits tels que l'hélium, l'hydrogène et le méthanol, qui à leur tour sont utilisés dans diverses industries.

Dans notre travail de recherche, nous avons donné un aperçu général sur le procédé de traitement de gaz au niveau du module IV au niveau de Hassi R'mel. Une attention particulière a été consacrée à la section haute pression afin de parvenir à déterminer les meilleures conditions opératoires en faveur d'une meilleure séparation de gaz brut.

Ce manuscrit entamé par une introduction générale exposant l'importance du thème est composé de trois chapitres (partie théorique) et deux pour la partie pratique :

- ✓ Dans le premier chapitre, nous avons donné quelques informations indispensables sur le gaz naturel, Statistiques de production de gaz dans le monde et en Algérie, les spécifications des produits finis et leurs importances ;
- ✓ Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté la région de Hassi R'mel, le site d'étude, les procédés de traitement de gaz naturel ;
- ✓ Le troisième chapitre parler du transfert thermique et les équipements de détente thermique ;
- ✓ Le quatrième chapitre c'est la partie pratique, on a d'abord présenté le simulateur utilisé « HYSYS », en mettant les problèmes puis on suppose les hypothèses de résolution et la méthodologie adoptée ;
- ✓ Le cinquième chapitre est consacré à la présentation des résultats obtenus et leurs interprétations ;

Introduction Générale

- ✓ Enfin, ce mémoire est clôturé par une conclusion générale décrivant les principaux résultats de ce travail de recherche avec une recommandation pour résoudre ces problèmes dans le futur.

Chapitre I

Généralité Sur Gaz Naturel et Spécification Des Produits Finis

Chapitre I

Généralités sur Gaz Naturel et Spécification Des Produits Finis

I.1.Introduction

Le gaz naturel est le combustible fossile le plus économe en énergie et offre d'importants avantages en matière d'économie d'énergie lorsqu'il est utilisé à la place du pétrole ou du charbon. Bien que le gaz naturel soit principalement utilisé comme combustible, il est également une source d'hydrocarbures pour les matières premières pétrochimiques et une source majeure de soufre élémentaire, un important produit chimique industriel. Sa popularité en tant que source d'énergie devrait croître considérablement à l'avenir car le gaz naturel peut aider à atteindre deux objectifs énergétiques importants pour le XXI^e siècle en fournissant les approvisionnements et les services énergétiques durables nécessaires au développement social et économique et en réduisant les impacts négatifs sur le climat mondial et l'environnement en général.[1]

I.2.Définition du gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible incolore et inodore obtenu de réservoir naturel souterrain.il est composé principalement du méthane (CH_4) avec des pourcentages différents de l'éthane (C_2H_6), propane (C_3H_8), i-butane et n-butane (C_4H_{10}). Il est contaminé dans son état initial (brut) par des proportions de l'azote (N), l'hydrogène sulfurée (H_2S), dioxyde de carbone (CO_2) et même des traces de certains composants tel que l'hélium (He), l'oxysulfure de carbone (COS), également il est saturé d'eau. [1]

- **Autre définition**

Le gaz naturel, ou gaz fossile, est un mélange gazeux d'hydrocarbures naturellement présents dans certaines roches poreuses. Il est extrait par forage et utilisé comme combustible fossile ou par la carbochimie, Il est aussi le plus simple hydrocarbure présent dans la nature. C'est la troisième plus grande énergie thermique au monde après le pétrole et le charbon. [1]

I.3 La formation du gaz naturel

Le gaz naturel est formé par des organismes morts et en décomposition dans les marécages et les océans à la suite d'une propulsion rapide et d'une pression élevée au fil du temps, qui a duré des milliers d'années, et la sédimentation sur lui a augmenté la température de à des degrés considérablement élevés, de sorte que les composants d'origine se sont transformés en un gaz appelé gaz naturel. [1]

Le gaz naturel se compose de plusieurs gaz et chaque type s'évapore à une certaine température et se condense à partir d'un certain degré et se caractérise par un faible coût et facile à extraire et son efficacité est élevée et fait partie des sources d'énergie fossile.

I.3.1 Source du gaz naturel

La théorie la plus largement acceptée de l'origine du gaz naturel suppose que les hydrocarbures du gaz naturel proviennent de la matière organique (les restes de plantes terrestres et aquatiques, d'animaux et de micro-organismes) qui a été emprisonnée dans les sédiments lors de leur dépôt et de leur transformation sur de longues périodes en leur forme actuelle. Deux mécanismes principaux, à savoir biogénique et thermogénique, sont responsables de la dégradation de la matière organique fossile dans les sédiments. Le 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. En revanche, le gaz thermogénique se forme à des profondeurs plus profondes par dégradation de la matière organique, appelée kérogène, accumulée dans les sédiments à grains fins, en particulier les argiles et les schistes. [1]

I.3.2 Origine des constituants du gaz naturel

I.3.2.1 Constituants hydrocarbures

Il existe trois modes possibles pour la formation des hydrocarbures gazeux naturels :

- **Gaz bactérien :**

Ce mode est dû à l'action de bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent sur le sédiment, le gaz forme est appelé gaz bactérien ou organique. [2]

- **Gaz inorganique :**

Ce mode reste très secondaire. Les gaz volcaniques ou les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et les inclusions fluides des roches métamorphiques ou magmatiques renferment souvent des hydrocarbures légers, principalement du méthane. [2]

- **Gaz thermique :**

Au cours de l'évolution des sédimentaires, les sédiments sont portés à des températures et pression croissantes, vont subir une dégradation thermique qui va donner à cote des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbonés. [2]

I.3.2.2 Constituants non hydrocarbures

Les origines et les modes de formation des constituants non hydrocarbures trouvés dans les gisements de gaz naturel ont été moins étudiés que ceux des hydrocarbures, car ces constituants ne présentent guère d'intérêt économique :

- Constituants en traces (Krypton, néon, xénon, mercure, arsenic) ;
- Constituants majeurs (dioxyde de carbone, hydrogène sulfure, azote) ;
- Constituants mineurs (hydrogène, hélium, argon).[2]

I.4.Types du gaz naturel

Il y a deux types principaux du gaz naturel (voir figure I.1) :

I.4.1 Gaz conventionnels

Le gaz conventionnel est généralement un « gaz libre » emprisonné dans de multiples zones poreuses relativement petites dans diverses formations rocheuses naturelles telles que les carbonates, les grès et les silts stones.

Le gaz naturel conventionnel se trouve généralement dans des réservoirs profonds, soit associés à du pétrole brut (gaz associé), soit dans des réservoirs contenant peu ou pas de pétrole brut (gaz non associé). [3]

- **Le gaz associé** est produit avec le pétrole et séparé au niveau de la tête de tubage ou de la tête de puits. Le gaz produit de cette manière est également appelé gaz de tête de cuvelage ou gaz de puits de pétrole.
- **Le gaz non associé** est parfois appelé gaz de puits de gaz.

I.4.2 Gaz non conventionnels

Le terme gaz non conventionnel est utilisé d'une façon large, mais il se réfère beaucoup plus aux paramètres géologiques et les types des roches plutôt qu'au gaz lui-même. Quand ce terme a été créé, il impliquait que ces réservoirs présentaient un défi opérationnel ou économique ou bien les deux, qui ne peuvent pas être habituellement trouvés dans les réservoirs conventionnels. Le plus commun, c'est le « tight Gas » qui se forme dans les roches réservoirs gréseuses et carbonatées, il se réfère aux formations de basse perméabilité qui est inférieure à 1

md, et souvent à l'ordre de 0.001 md. Dans certains « tight » réservoirs, il est essentiellement non possible pour la majorité de gaz de s'écouler naturellement.

La fracturation hydraulique est une technique largement utilisée dans l'industrie pétrolière, elle a été énormément élargie dans les années 1970s et 1980s et a ciblé ces réservoirs.

Le gaz de schiste est un gaz trouvé dans des roches organiques schisteuses. Il a rencontré une augmentation d'activité entre 2000 et 2008. Virtuellement ces réservoirs n'ont aucune perméabilité, et par conséquent, le choix de complétion de puits a été puits horizontal avec fracturation hydraulique multiples. [3]

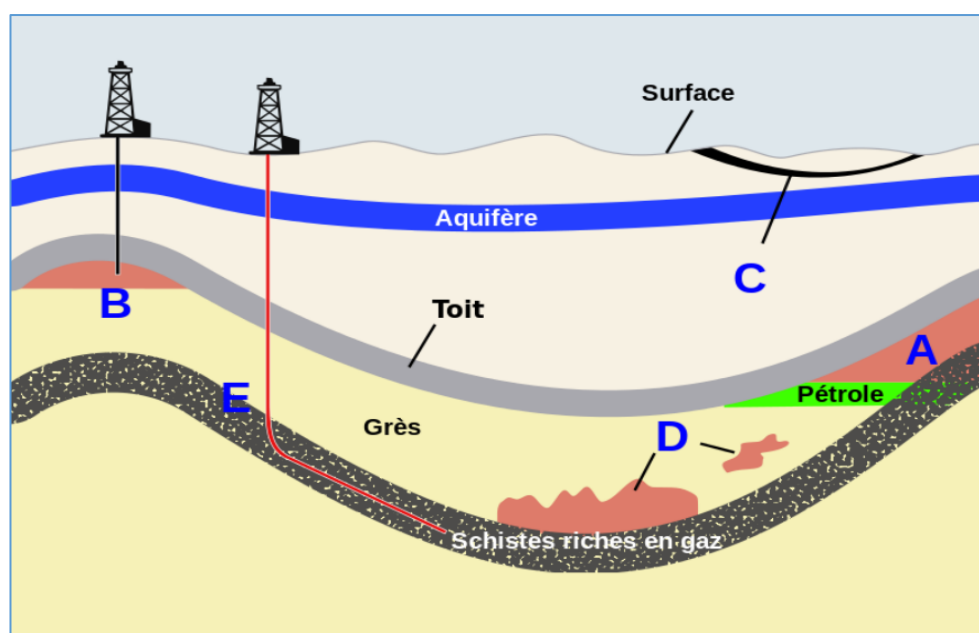


Figure I.1: Les différents types de source géologique du gaz naturel.[4]

A : Gaz naturel associé.

D : Gaz de « réservoir ultracompact ».

B : Gaz sec.

E : Gaz de schiste

C : Gaz de couche (ou gaz de houille).

I.5. Caractéristiques du gaz naturel

I.5.1. Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur qui se dégage lors de la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Il s'exprime par [joule/m³].

Il existe deux types de pouvoir calorifique :

a) Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)

Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion (contient d'hydrogène ou des produits hydrogènes) sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée l'état liquide.

b) Pouvoir calorifique inférieur :(PCI)

Il correspond à la combustion, dans laquelle l'eau resterait à l'état vapeur. Le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau. [2]

I.5.2. Densité et masse volumique

a) La masse volumique :

D'un gaz représente la masse d'une unité de volume de gaz et s'exprime en kg/m^3 . Elle en fonction de la température et de la pression. En dehors de conditions spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales et standards :

❖ **Conditions normales** : Température : 0°C , Pression : $1\text{ atm} = 101325\text{Pa}$ (1atm) ;

❖ **Conditions standards** : Température : 15°C , Pression : $1\text{ atm} = 101325\text{Pa}$ (1atm).

(Etats-Unis : 60°F , $14,7\text{ psia}$). Connaissant la masse volumique du gaz aux conditions normales ou standards, les quantités de gaz exprimées en $\text{m}^3(\text{n})$ ou $\text{m}^3(\text{st})$ peuvent être converties en quantités exprimées en kg. [2]

b) Le volume massique :

Représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m^3/kg .

c) La densité d'un gaz :

Définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions standards soit aux conditions normales. En faisant l'hypothèse que dans les conditions de référence considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, la densité du gaz devient égale au rapport de la masse molaire du gaz M_g sur la masse molaire de l'air.

$$\text{Densité du gaz} = \text{Masse moléculaire du gaz} / \text{Masse moléculaire d'air}$$

Soit : à 15°C

$$\text{Densité du gaz} = \text{Masse moléculaire du gaz} / 28.966$$

I.5.3. Facteur de compressibilité

Généralement, le volume de gaz réel est inférieur à celui de ce gaz quand le suppose idéal,

et par conséquent on le dit compressible. Le rapport de volume de gaz réel sur celui idéal, ce qui est une mesure de la quantité de gaz dévié de comportement parfait, est appelé facteur de compressibilité, il est nommé aussi facteur de déviation de gaz, symbolisé par Z. Le facteur de déviation de gaz, par définition, le rapport de volume actuellement occupé par un gaz à une pression et température données au volume qu'il peut l'occuper quand il comporte idéalement. L'équation d'état de gaz réel est alors écrite comme : $P.V = Z.n.R.T$

P : la pression **V** : le volume **T** : la température absolue

Z : le facteur de compressibilité **n** : le nombre du kilo-moles de gaz

R : la constante de gaz

Le facteur de déviation Z est égal à 1 à basses pressions et hautes températures, ce qui signifie que le gaz comporte comme un gaz parfait dans ces conditions. Dans les conditions atmosphériques ou standards, le facteur Z est toujours approximativement égal 1. [3]

I.5.4. Propriétés physiques et chimiques

a) Propriétés physiques :

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I.1: les propriétés physiques du gaz naturel.[1]

Propriétés	Indication
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection des fuites)
Masse molaire	16.7g/mole
Densité de vapeur à 15°C	0.58 (plus léger que l'air =1)
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	-162°C
Point d'auto allumage	540/560 °C
Pouvoir calorifique inférieur stœchiométrique	2.75 MJ/kg
Pourcentage de substances volatiles (%)	100 %

b) Propriétés chimiques :

Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant, il est composé principalement de méthane (95 %) et d'éthane (2 %) avec un peu d'inerte : CO_2 (< 2 %) et N_2 (< 3%). La forme gazeuse du gaz naturel, lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur. La teneur maximale en inerte est réglementée mais pas la composition en hydrocarbure, c'est le pouvoir calorifique qui est réglementé.[4]

c) Composition chimique :

Le gaz naturel est un mélange complexe de constituants hydrocarbonés et non hydrocarbonés et existe sous forme de gaz dans les conditions atmosphériques. Pratiquement des centaines de composés différents peuvent être présents dans le gaz naturel en quantités variables. Même deux puits produisant à partir du même réservoir peuvent produire des gaz de composition différente à mesure que le réservoir s'épuise.

Alors que le gaz naturel est formé principalement de méthane (CH_4), il peut également contenir des quantités importantes d'éthane (C_2H_6), de propane (C_3H_8), de butane (C_4H_{10}), de pentane (C_5H_{12}), ainsi que des traces d'hexane (C_6H_{14}) et d'autres composés plus lourds. Hydrocarbures. De nombreux gaz naturels contiennent souvent de l'azote (N_2), du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène (H_2S) et d'autres composants soufrés tels que les mercaptans (R-SH), le sulfure de carbone (COS) et le disulfure de carbone (CS_2). Des traces d'argon, d'hydrogène et d'hélium peuvent également être présentes. On sait qu'il existe des traces de substances métalliques dans les gaz naturels, notamment l'arsenic, le sélénium, le mercure et l'uranium. [1]

La composition chimique du gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement de l'exploration (extraction des produits liquides).

I.6. Traitement du gaz naturel

Il est à noter que le gaz sortant du réservoir par le puits producteur est un mélange triphasique : gaz, hydrocarbures liquides (condensat, GPL), eau dans le réservoir. Cet effluent est acheminé vers le module par un réseau de collecte.

Le traitement consiste à séparer les différents composants du gaz brut au niveau du module de traitement. Ces derniers sont équipés d'équipements spécifiques pour assurer la séparation selon des techniques et des procédures appropriées.

Les procédés de traitement du gaz naturel se caractérisent par la réfrigération qu'ils

utilisent. La sélection du processus approprié est basée sur les critères suivants :

- ❖ Qualité de l'effluent brute ;
- ❖ Facteur cible de récupération des hydrocarbures liquides ;
- ❖ Coût d'investissement total.

Il est donc nécessaire de soumettre le gaz naturel à la série de traitements suivants pour l'amener aux spécifications requises pour une utilisation en sortie de puits :

- ❖ Pression de procès et séparation de l'eau accrues ;
- ❖ Désulfuration pour éliminer les gaz acides ;
- ❖ Élimination des extrémités lourdes ou dénudage. [2]

I.7. Les avantages spécifiques de gaz naturel

Les avantages spécifiques du gaz naturel sont liés à ses caractéristiques de combustion, à sa pureté, mais aussi à l'état physique du produit.

En effet, le gaz naturel, composé majoritairement de méthane (70% à 95%) avec des proportions variables de composants plus lourds (selon l'origine géographique), est le combustible fossile le plus respectueux de l'environnement. Il a un pouvoir calorifique élevé.

La pureté du gaz naturel est un avantage indéniable, elle limite les coûts de maintenance en évitant la corrosion et permet une très grande efficacité thermique et la fabrication de produits de qualité. De plus, la constance de la composition du gaz naturel facilite le réglage des équipements.

L'état physique du gaz naturel n'est pas unique à ce dernier ; cependant, il présente des avantages par rapport aux autres combustibles gazeux. [5]

I.8. Le gaz naturel dans le Monde

I.8.1 Les principales réserves de gaz naturel

Les réserves de gaz naturel dites « prouvées » dans le monde se chiffraient à 188,1 milliers de milliards de m³ à la fin de l'année 2020. Le pays affichant la réserve la plus importante est la Russie, avec une moyenne de 37,4 milliers de milliards de m³.

Pour ce qui est des zones géographiques, l'essentiel des réserves de gaz naturel est concentré dans une région du monde : le Moyen-Orient. Il concentre à lui seul 40,3 % des réserves de gaz prouvées, soit 75,8 milliers de milliards de m³.

Dans cette zone, c'est l'Iran qui se hisse en tête du classement. Le pays dispose de 32,1 milliers de milliards de m³ de gaz naturel, soit 17,1 % des réserves mondiales. À la deuxième

place du podium du Moyen-Orient, on trouve le Qatar, avec 24,7 milliers de milliards de m³, ce qui représente 13,1 % des réserves à la surface du globe. À la troisième place, on retrouve l'Arabie Saoudite avec 6 milliers de milliards de m³. [6]

Ci-dessous le top 10 des pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde :

Tableau I.2: top 10 pays possédant les plus grandes réserves de gaz naturel au monde. [6]

Pays	Réserves de gaz naturel (en milliers de milliards de m ³)	Part des réserves mondiales
1. Russie	37,4	19,90 %
2. Iran	32,1	17,1 %
3. Qatar	24,7	13,1 %
4. Turkménistan	13,6	7,2 %
5. États-Unis	12,6	6,7 %
6. Chine	8,4	4,5 %
7. Venezuela	6,3	3,3 %
8. Arabie Saoudite	6	3,2 %
9. Émirats arabes unis	5,9	3,2 %
10. Nigéria	5,5	2,9

I.8.2. La production mondiale du gaz naturel

Les deux principaux producteurs mondiaux de gaz naturel – États-Unis et Russie – (figure2) ont vu leur offre baisser respectivement de 13% et 36% en 2020 par rapport à 2019. Des hausses de production ont toutefois également été observées dans le même temps dans quelques pays, Chine en tête (+ 16 Gm³). [7]

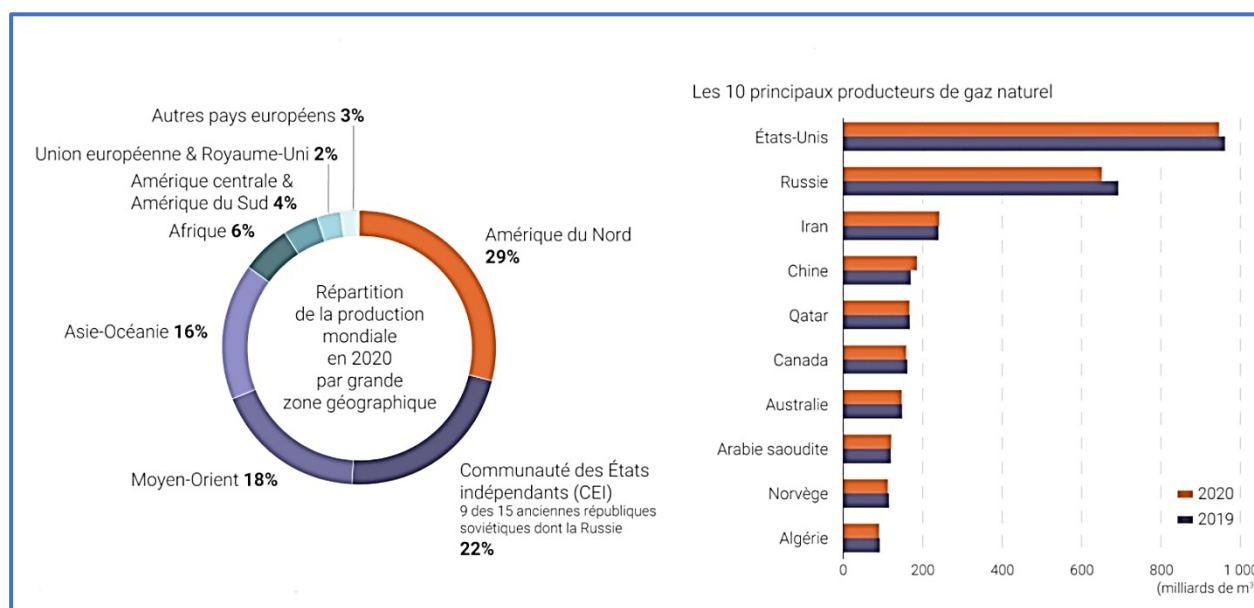


Figure I. 2: la production mondiale de gaz naturel en 2020. [7]

I.8.2. La consommation mondiale du gaz naturel

En 2020, la consommation mondiale de gaz naturel a été inférieure de 72 Gm³ au niveau de 2019 (- 1,8%), ce qui constitue la plus importante baisse annuelle jamais connue par la filière en volume. (Figure I.3)

La part du gaz naturel dans le mix énergétique mondial a toutefois continué d'augmenter en 2020, puisque les autres énergies fossiles ont davantage souffert de la pandémie (les consommations de pétrole et de charbon ont respectivement chuté de 9% et 4% au niveau mondial en 2020) : « la faiblesse des prix du gaz liée à l'excédent de GNL au 1^{er} semestre et les politiques énergétiques et environnementales ont favorisé la substitution du fioul et du charbon par le gaz dans de nombreux marchés » (en particulier dans le secteur électrique aux États-Unis).

Si les marchés régionaux dits « matures » (Amérique du Nord, Europe, CEI) ont connu des baisses plus marquées de leur consommation de gaz naturel, la Chine a quant à elle augmenté de 7,6% sa consommation gazière en 2020. [7]

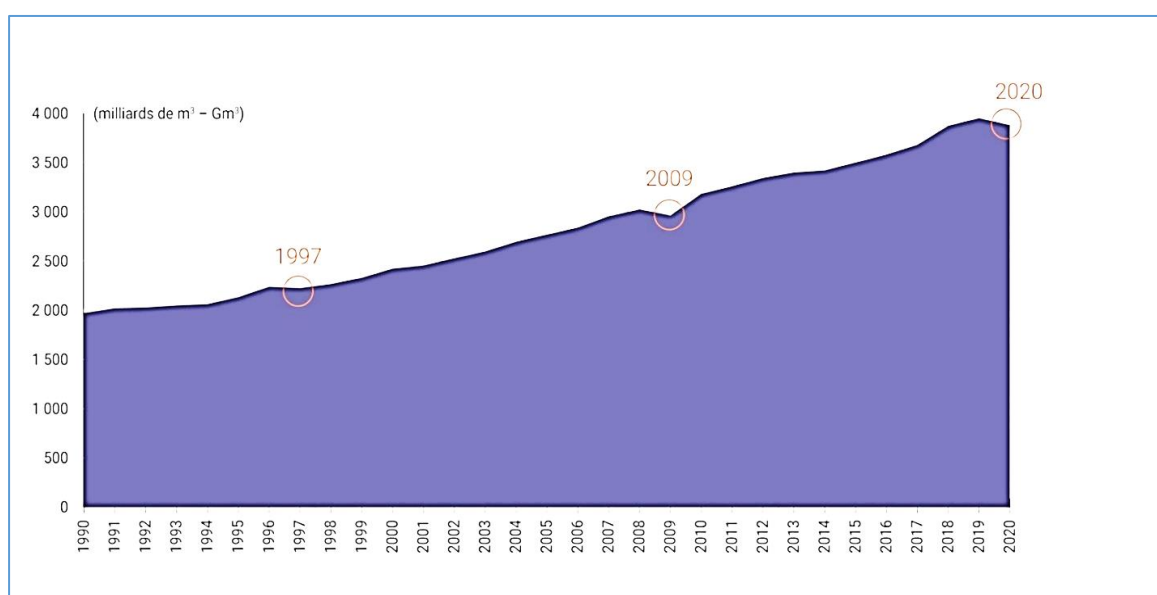


Figure I.3: La consommation mondiale du gaz naturel. [7]

I.9. Le gaz naturel dans l'Algérie

I.9.1. Introduction

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel avec un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs campagnes sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une

zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de HASSI R'MEL, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz. [8]

Ce premier développement du champ permet de préciser les niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, Dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant HASSI-R'MEL à ARZEW, le condensât était évacué à HAUDH EL HAMRA via l'oléoduc « N°8 ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m³/j.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

I.9.2 Les réserves gazières en Algérie

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109 m³. Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD. (Figure I.4)

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées. [8]

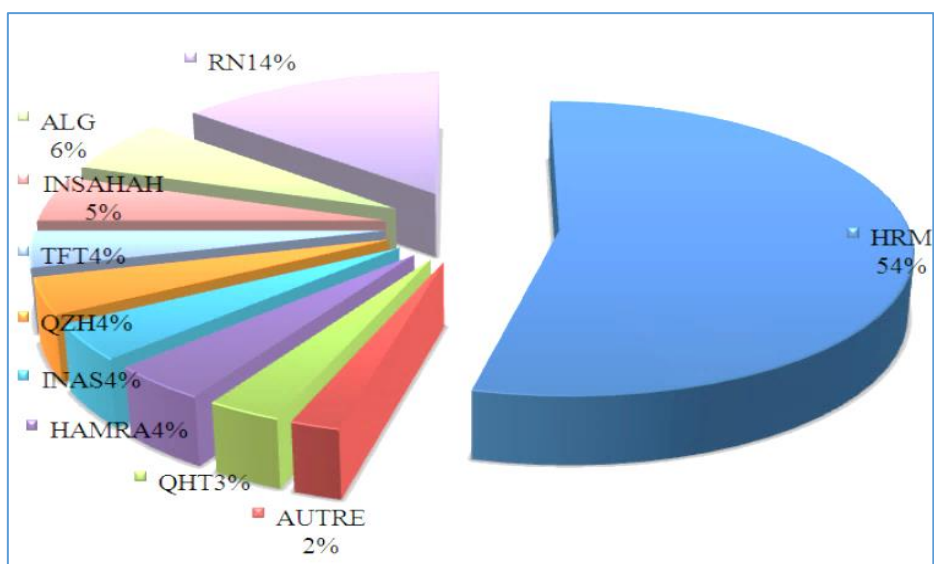


Figure I.4: Les réserves gazières en Algérie. [8]

I.9.2. La production du gaz naturel en l'Algérie

En 2015, l'Algérie a produit 83,0 milliards de m³ de gaz naturel, soit 74,7 Mtep, en baisse de 0,4 % (-6 % depuis 2005). Elle se classe au 9^e rang mondial avec 2,3 % de la production mondiale et au 1^{er} rang en Afrique (figure 5). [9]

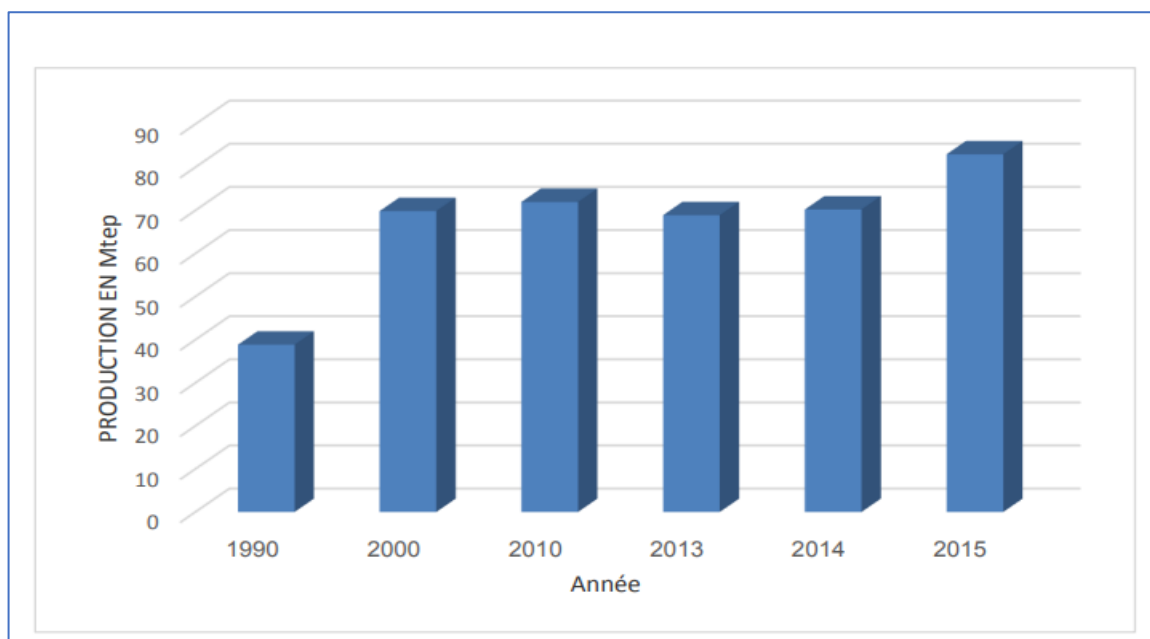


Figure I.5: production de gaz naturel dans l'Algérie. [9]

I.10. Spécification Des Produits Finis

I.10.1. Gaz sec

Dans les conditions de production du gaz naturel sec, il n'y a pas une formation de phase liquide ainsi le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.[10]

Tableau I.3 : les spécifications du gaz sec.[10]

Pouvoir calorifique supérieur PCS (KJ/m³(n))	39100 à 39500
Point de rosée HC	Inf. à -6°C
Teneur en eau	Inf. à 150 ppm vol.
Teneur en C₅	Inf. à 0.5 % mol

La teneur maximale en H₂S que peut contenir le gaz traité est en général très faible est habituellement entre 2 et 20 mg/m³ (st).

a) Utilisation du gaz sec :

❖ Le méthane :

L'oxydation du méthane donne un mélange de formol, méthanol et aldéhyde acétique. Par une pyrolyse ou une déshydrogénation il se transforme en acétylène, noir de carbone et hydrogène. La conversion du méthane par la vapeur d'eau ou bien par le mélange de la vapeur d'eau et de l'oxygène fournit le gaz de synthèse (CO+H₂) qui est le point de départ de nombreuses synthèses, surtout la synthèse de l'ammoniac, qui à son tour est utilisé pour la fabrication des matières plastiques et des engrais. Le procédé de chloration sert à la fabrication de chlorure de méthyle, chlorure de méthylène, de chloroforme et de tétrachlorure de carbone. La nitration du méthane donne naissance au nitrométhane employé comme solvant pour la fabrication des différentes laques.[10]

❖ L'éthane :

La pyrolyse de l'éthane fournit l'éthylène qui est l'une des matières premières aboutissant à l'oxyde d'éthylène, à l'éthanol, au polyéthylène, ...etc. La réaction de la pyrolyse oxydative de l'éthane fournit l'acétylène et celle de chloration permet de produire le chlorure d'éthane servant à la production du Tetraéthylplomb (PTE), des alcools et des matières plastiques, tandis que la réaction de nitration est utilisée dans la fabrication de nitroéthane et de nitrométhane largement utilisé comme solvants.[10]

I.10.2. Le GPL

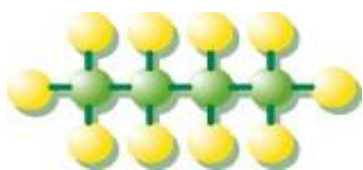
Le terme « GPL » ou « Gaz de Pétrole/Propane Liquéfiés » est utilisé pour désigner des mélanges d'hydrocarbures essentiellement composés de butane ou de propane. Le GPL carburant, destiné aux véhicules automobiles ou marins, est un mélange de butane et de

propane.

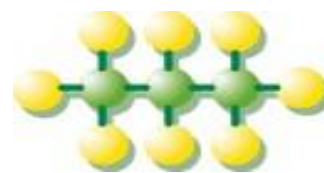
Les Gaz de Pétrole Liquéfiés proviennent des champs de gaz naturel, pour plus de 60 % et des raffineries de pétrole, pour moins de 40 %.

Le GPL est un mélange gazeux composé principalement de propane et de butane avec de petites quantités de méthane, d'éthane et de pentane.

Le gaz propane liquéfié est un produit gazeux à température ambiante et pression atmosphérique. Il se liquéfie à basse pression (4 à 5 bars) et à très basse température pour faciliter son transport, son stockage et sa commercialisation, et se gazéifie à l'usage.[5]



Butane $C_4 H_{10}$



propane $C_3 H_8$

b) Caractéristiques générales des GPL :

- ❖ **Odeur** : le GPL est inodore à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant, ce sont des composés sulfures tel que le d'éthylmercaptan ou le diméthylsulfure pour des raisons de sécurité.
- ❖ **Tension de vapeur** : la tension de vapeur Reid TVR du GPL est de 8 et 2 bars pour le propane et le butane respectivement à 20°C.
- ❖ **Dilatation** : à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage pour cette raison les sphères ne doivent jamais être complètement remplies. **Densité** : aux conditions normales de température et pression, le GPL sont plus lourds que l'air, leur densité diminue avec l'augmentation de la température à titre exemple : à 38°C la densité est égale 0,534 ; la densité est très importante dans le GPL commerciale.
- ❖ **Température d'ébullition** : à la pression atmosphérique la température d'ébullition de propane est de - 42°C, celle de butane est de - 6°C.
- ❖ **Pouvoir calorifique** : c'est la propriété la plus intéressante étant que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques. Les pouvoirs calorifiques de l'isobutane, n-butane et propane sont, respectivement, 29460 ; 29622 ; 22506 en kcal/kg.

- ❖ **Impuretés** : le plus important des impuretés est le soufre, la teneur en soufre doit être inférieure ou égale à 0,005 % en masse, ainsi l'eau l'un des impuretés importantes.

c) Utilisation du GPL :

Les GPL offrent une puissance énergétique nettement supérieure aux autres sources d'énergies ce qui explique la diversité des domaines de leurs utilisations, telles que :

- ❖ **Source de chauffage** : actuellement de nombreux appareils domestiques, de cuisine et de chauffage sont conçues de manières à s'adapter à l'utilisation des GPL. [5]
- ❖ **Dans la climatisation** : deux principes peuvent être utilisés : Pour se, le GPL absorbe la chaleur de l'environnement et crée du froid, un fonctionnant au GPL peut entraîner un compresseur qui comprime un gaz (GPL), la détente absorbe la chaleur. Sur la base de ces deux principes on peut fabriquer des réfrigérateurs et des climatiseurs.
- ❖ **GPL comme carburant** : en plus des utilisations domestiques du GPL, il est utilisé comme carburant dans les véhicules en raison des avantages suivants :
 - Le GPL/C ne contient ni du soufre, ni du plomb, ni du benzène.
 - Du fait de l'homogénéité du mélange air/carburant, il est bien réparti dans les cylindres. Le GPL en tant que carburant permet le fonctionnement parfait d'un moteur, il peut être injecté dans les cylindres sous forme d'un gaz ou d'un liquide. Les moteurs de GPL sont semblables aux moteurs à essence, et on conçoit des moteurs biénergies « GPL – Essence » où le choix du carburant est fait par le conducteur de véhicule.
- ❖ **Utilisation du GPL pour la production d'électricité** : la croissance de la demande mondiale en électricité dépasse largement celle des autres formes d'énergie finales, Cette augmentation a dépassé les 21% en 2010. Le GPL est privilégié dans la production de l'électricité d'un point de vue technique, car il permet d'atteindre des rendements très élevés. Il est économique, écologique parce qu'il est considéré comme un combustible plus propre que le pétrole ou le charbon. Il est stratégique car il permet de diversifier les sources d'approvisionnement.
- ❖ **GPL dans la pétrochimie** : plus de 18% de GPL utilisé dans le monde, est consommé comme charge pétrochimique. 10% de l'éthylène produit en pétrochimie provient du propane. La demande globale en GPL par la pétrochimie enregistre un taux de croissance annuel de 10%. L'utilisation du butane est liée essentiellement à la fabrication du MTBE utilisé comme booster des essences en substitution au PTE (tétra éthyle de plomb).
- ❖ **GPL dans l'agriculture** : la consommation de GPL dans ce secteur est surtout dans

le domaine de l'aviculture et certaine culture sous serre. Actuellement le niveau de consommation est relativement faible (40.000 tonnes/an), mais il est attendu une évolution plus significative à moyen et à long terme particulièrement le domaine de l'élevage (éclairage, climatisation, chauffage, etc.).

I.10.3. Le condensat

a) Définition :

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de pentane jusqu'au décane et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. A la différence du brut, le condensat n'est pas liquide dans les gisements, mais gazeux (du fait de la température), et se condense lorsqu'il est refroidi par la détente à la sortie du puits.

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de (iC₅H₁₂) jusqu'au (C₁₂H₂₆) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression. [11]

b) Caractéristiques du Condensât :

Les principales caractéristiques du condensât sont :

- ❖ **Aspect** : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- ❖ **Poids spécifique** : Poids spécifique du condensât 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 condensât sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 plus grande que celle de l'air.
- ❖ **Explosivité et d'inflammabilités** : Le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à une température et pression normales, du fait qu'il n'est pas électro conducteur, présente un danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation, etc.

On devra faire attention car les vapeurs du condensât 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 condensât sont toxique. Lorsqu'un Homme s'y expose le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivie de symptômes névropathies (étourdissement).

La victime peut éventuellement se mettre à crier, rire stupidement et finir à avoir du mal à marcher.

Lorsque la concentration des vapeurs du condensât est de l'ordre de 0,025% à 0,05% volumique dans l'air, elles ne peuvent pas causer des symptômes 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 condensât à moins de 300 ppm. [11]

c) Domaines d'utilisations du Condensât :

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

Cette bivalence confère à ce produit une valeur différente par secteur d'utilisation, qui représente en fait un coût d'opportunité par rapport à la charge classique dans une raffinerie ou un craqueur.[11]

❖ Utilisation du Condensât dans la pétrochimie :

La valorisation du condensât, 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.

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

- Le condensât est riche en hydrocarbures paraffiniques et naphthéniques C₅ et C₇ ayant un bon potentiel de production d'oléfine.
- Une faible quantité en hydrocarbures aromatiques, qui se transforment en poly aromatique lors de vapocraquage.

❖ Utilisation du Condensât dans le raffinage :

Le condensât 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 est la transformation du condensât sont moins coûteuses, et sa composition chimique riche en éléments légers.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence « isomérisation », en transformant les normales paraffines en iso-paraffine qui ont un haut indice octane utilisé également dans le reforming.

I.11. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini le gaz naturel et ses sources ainsi que ses types, et la manière de le traiter est importante en termes d'introduction. Le gaz naturel a plusieurs avantages, et c'est ce qui a rendu le monde intéressé par sa production et son exploitation, et des mains des pays exploitants du monde, c'est l'Algérie, qui bénéficie d'un stock de gaz important surtout en Hassi R'mel qui est le plus grand gisement de gaz dans l'Algérie. Lors de la transformation, les caractéristiques du produit finis selon les normes internationales ou les souhaits du client doivent être pris en compte.

CHAPITRE II

Présentation de la région du HASSI R'MEL et MPPIV

Chapitre II

Présentation de la région du HASSI R'MEL et MPPIV

II.1. Introduction

L'Algérie est classée parmi les plus grands pays exportateurs des hydrocarbures grâce à la politique suivie par la SONATRCH dans l'exploitation de différents gisements pétroliers et gaziers. Le domaine minier algérien est particulièrement riche en gaz naturel. Les réserves gazières algériennes représentent près de 4% du total des réserves mondiales.

Près de 66% du gaz actuellement commercialisé par SONATRACH proviennent du champ gazier de Hassi R'Mel. [12]

II.2. Situation géographique

Le gisement de Hassi R'mel (découvert en 1956), se trouve à 550 km au sud d'Alger, entre les wilayas de Ghardaïa et Laghouat à une altitude moyenne de 760m (figure II.1). Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19% en été et de 34% en hiver. La température varie de -5 °C en hiver à 45 °C en été. Les vents dominants sont de direction Nord-Ouest pouvant atteindre la vitesse de 100 km/h.

Le champ de Hassi R'mel est une vaste étendue de 3500 km², il se présente sous une forme elliptique à une profondeur de 2200 m orientée Ouest Nord-Est, il constitue l'un des tous premiers gisements de gaz naturel au monde, avec un volume de gaz à condensat, initialement en place, estimé à près de 3000 milliards de standard mètre cube contenu dans une structure d'environ 80 km de large.

Les études du gisement ont prouvé que le réservoir contenait du gaz, du condensât et du GPL, les richesses initiales étaient de 200 g/m³ pour le condensât et de 80 g/m³ pour le GPL. [12]

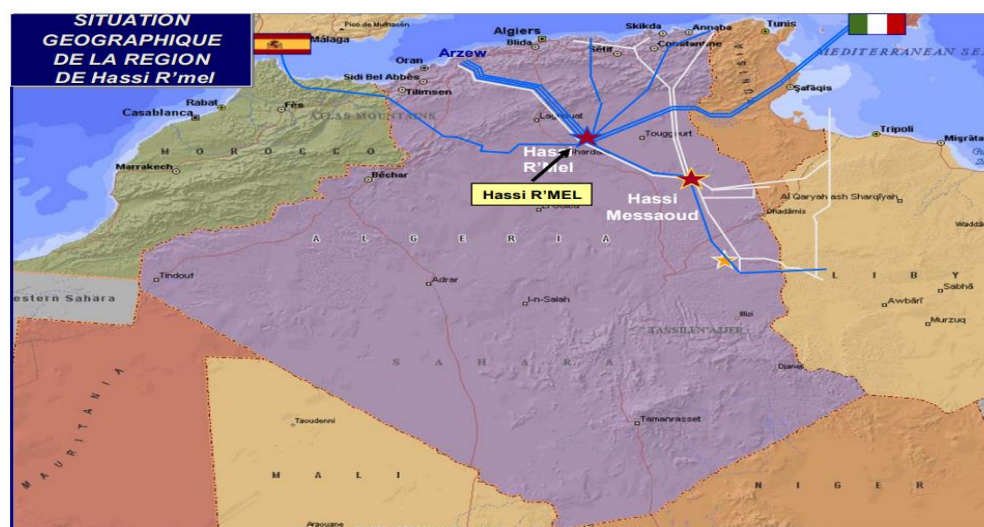


Figure II.1: Situation géographique de Hassi R'mel. [12]

II.3. Historique et développement du Champ de Hassi R'mel

Dans le champ gazier de Hassi R'Mel, le premier puits (HR1) a été foré en 1956, ce puits a mis en évidence la présence de gaz riche en condensat à une pression de 310 bars et à une température de 90° C. De 1957 à 1960 sept puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7 et HR8) ont été forés, et en 1961 Le gisement de Hassi R'Mel a commencé à produire. [12]

Le développement du gisement de Hassi R'Mel a été réalisé en plusieurs étapes, répondant à l'évolution économique du pays et au développement technologique du marché du gaz naturel.

- **1961** : Réalisation de 2 unités de traitement du gaz avec une capacité de 1,3 milliards m³ / an ;
- **1969** : Réalisation de 4 unités supplémentaires pour augmenter la capacité à 4 milliards m³/ an ;
- **1972- 1974** : Réalisation de 6 unités supplémentaires pour arriver à une capacité de 14milliards m³/ an ;
- **1975-1980** : Mise en œuvre et réalisation du :

Quatre modules -usines de traitement de gaz- dont la capacité nominale unitaire est de 20milliards m³de par an gaz sec (modules 1, 2, 3 ,4)

Deux stations de réinjections de gaz dont la capacité nominale unitaire est de 30 milliards m³ par an de gaz sec (station nord et sud).

Un centre de stockage et de transfert de condensât et de GPL. (CSTF).

Pour augmenter la capacité de traitement de 14 à 94 milliards m³ par an et maximiser la récupération des hydrocarbures liquides tels que le condensât et le GPL.

- **Octobre 1981** : construction et mise en exploitation de centre de traitement d'huile (CTH1) à cause de la découverte de l'anneau d'huile -pétrole brut- qui entoure le gisement de gaz en 1980 ;
- **1985** : Réalisation et mise en service d'une unité (la phase B) pour la récupération des gaz torchés et la production du GPL des modules 0 et 1 ;
- **Juin 1987** : Démarrage du centre de traitement de gaz CTG/Djebel Bissa d'une capacité de 1,4 milliards m³ par an ;
- **Novembre 1989** : mise en service de Centre de Traitement d'huile N°2 (CTH2) ;
- **Octobre 1992** : mise service de Centre de Traitement d'huile N°3 (CTH3) ;
- **Juillet 1993** : mise en service de Centre de Traitement d'huile N°4 (CTH4) ;
- **1995 – 1999** : Mise en service des unités de déshydratation de gaz de SBAA(ADRAR) et IN SALAH ;
- **Avril 1999** : Démarrage de la Station de récupération des gaz associés (SRGA1) d'une capacité de 1,2 milliards m³ par an ;
- **Janvier 2000** : Démarrage du centre de traitement de gaz CTG/HR-Sud d'une capacité de 2,4 milliards m³ par an ;
- **2004** : Réalisation et mise en service du projet BOOSTING qui est sensé augmenter la pression à l'entrée des modules ;

Actuellement la capacité totale de traitement est de 98 milliards m³ par an.

- **Décembre 2007** : Mise en service de la station de récupération des gaz associés (SRGA2) complétant la production avec la SRGA1 ;
- **2021** : Réalisation et mise en service du projet BOOSTING 2 qui est sensé augmenter la pression à l'entrée des modules.

II.4. Installations gazières à Hassi R'mel

Les installations gazières à Hassi R'mel sont réparties dans trois zones (voir figure II.2) :

❖ Zone centre :

- Modules de traitement de gaz 0, 1 et 4 et les installations communes (Phase B) ;
- Centre de stockage et de transfert de fluides (CSTF) ;
- Centre national de dispatching de gaz (CNDG) ;

- Station de récupérations des gaz associés (SRGA1 et 2).
- ❖ **Zone nord :**
 - Module de traitement de gaz 3 ;
 - Station de compression nord (SCN).
- ❖ **Zone sud :**
 - Module de traitement de gaz 2 ;
 - Station de compression sud (SCS) ;
 - Centre de traitement de gaz CTG/Djebel Bissa ;
 - Centre de traitement de gaz CTG/HR-Sud.[12]

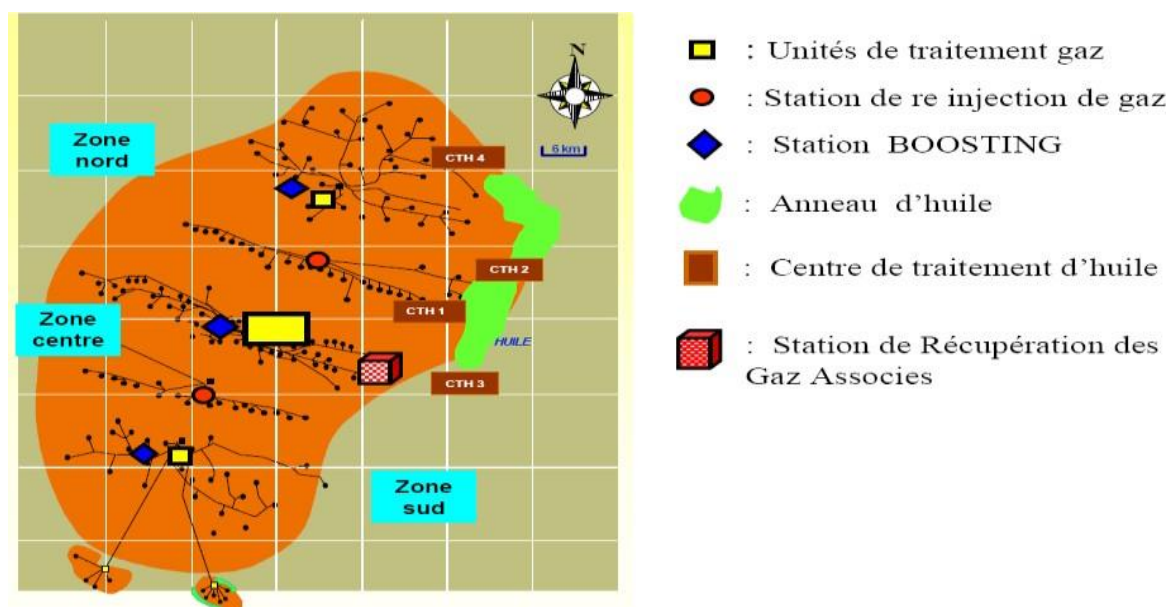


Figure II.2: Répartition des installations gazières sur Hassi R'mel.[12]

II.5. Spécification du gaz brut de Hassi R'mel

La composition du gaz brut est représentée dans le tableau suivant (tableau II.1) :

Tableau II.1: fraction molaire des compositions de gaz brut.[13]

N°	Composants	Formule	Fraction molaire %
01	Dioxyde carbone	CO ₂	0.20
02	Azote	N ₂	5.56
03	Méthane	CH ₄	77.82
04	Ethane	C ₂ H ₆	7.42
05	Propane	C ₃ H ₈	2.88
06	i-butane	i-C ₄ H ₁₀	0.62
07	n-butane	n-C ₄ H ₁₀	1.10
08	i-pentane	i-C ₅ H ₁₂	0.36
09	n-pentane	n-C ₅ H ₁₂	0.48
10	Hexane	C ₆ H ₁₄	0.59
11	Heptane	C ₇ H ₁₆	0.56
12	Octane	C ₈ H ₁₈	0.45
13	Nonane	C ₉ H ₂₀	0.37
14	Décane	C ₁₀ H ₂₂	0.27
15	Undécane	C ₁₁ H ₂₄	0.21
16	Dodécane	C ₁₂ H ₂₆	0.57
17	eau	H ₂ O	
/	/	Total	100.00

II.6. Les procédés de traitement de gaz naturel

Le champ de HASSI R'MEL met en œuvre 2 types de procédés :

- a) **Procédé Pritchard** : Ce procédé est utilisé dans les modules 0 et 1, il est basé sur le refroidissement du gaz par des échanges thermiques et par des détentes simples, avec l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant pour atteindre des températures voisines de -23°C (figure II.3).[14]

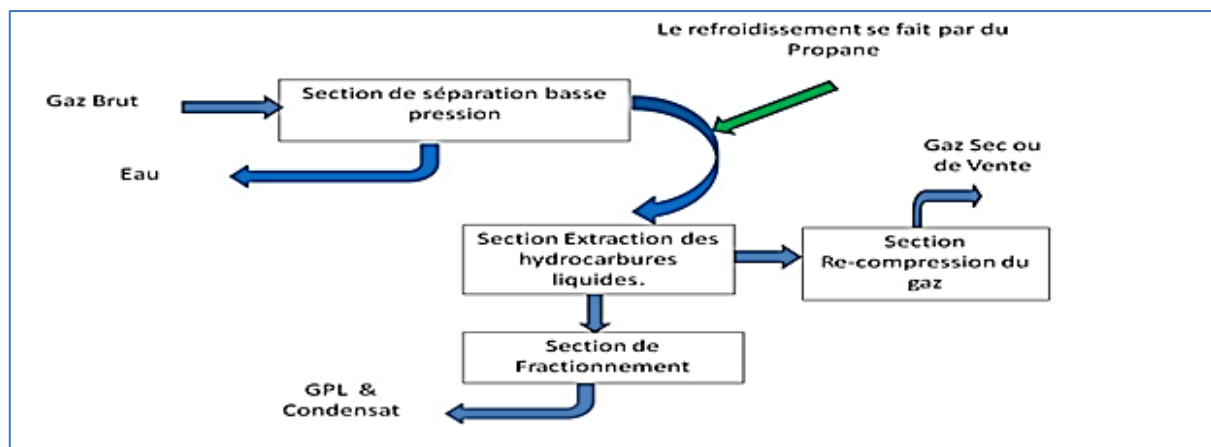


Figure II.3: Schéma simplifié du procédé Pritchard. [14]

b) **Procédé Hudson** : Ce procédé est utilisé dans les modules 2,3 et 4, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétée d'une détente à travers une machine dynamique appelée "turbo-expander" qui permet d'atteindre un niveau de température plus bas de -37°C . Après fractionnement dans deux colonnes de rectification dééthaniseur et débutaniseur, les incondensables constitueront le gaz de vent (figure II.4). [14]

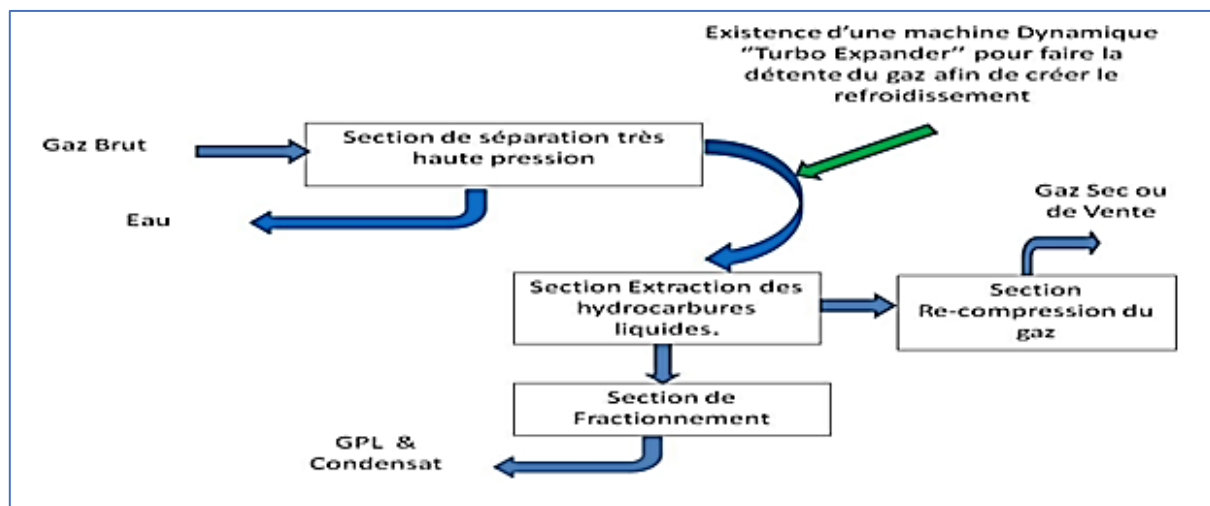


Figure II.4: Schéma simplifié du procédé Hudson. [14]

Il est également possible de suggérer cette méthode (ALRARE), qui est une méthode efficace et qui consiste à combiner les deux méthodes que nous avons mentionnée précédemment :

c) **Procédé de traitement du gaz d'ALRARE (mixte) :**

Le procédé de traitement de gaz d'ALRARE est une combinaison des procédés Pritchard et HUDSON. Pour les besoins en frigories, ce dernier utilise à la fois une boucle de propane et un turbo-expander. Le principe de fonctionnement s'articule autour de quatre axes principaux :

- ❖ Déshydratation ;
- ❖ Séparation du gaz et des hydrocarbures liquides ;
- ❖ Stabilisation et fractionnement ;
- ❖ Recompression des gaz à moyenne pression.[5]

II.7. Présentation du module IV

- **Objectif :**

Les principaux objectifs de l'unité de traitement de gaz MPP 4 (module 4) sont :

- ❖ Produire du gaz de vente à des spécifications requises ;
- ❖ Maximiser la récupération du GPL et condensât en respectant les spécifications.

Notant que les spécifications sont issues d'un accord exprimé sous forme de contrat entre SONATRACH et ses clients et qui doit être respecté.[12]

II.7.1 Introduction :

Le module IV est une usine conçue pour le traitement de gaz brut, assurant une production journalière d'environ 60 millions standard mètre cube de gaz sec, 5500 tonnes de condensat et 2300 tonnes de GPL. [15]

Le procédé de traitement (voir figure II.5) est constitué essentiellement de trois trains identiques d'une capacité de production de 20 Millions Sm^3 / jour de gaz chacun, chaque train comporte deux sections. Section séparation à haute pression et section stabilisation et fractionnement. De plus une section de recompression et de transfert du gaz, une unité de régénération du glycol et une section utilités communes sont prévues pour assurer le fonctionnement du Module IV.

Le gaz brut est d'abord refroidi par échange thermique à travers les aérorefrigérants et des échangeurs de chaleur à faisceaux et calandre, ensuite il subit une succession de détente : de la pression d'entrée jusqu'à 100 Kg/cm^2 à travers une vanne Joule Thompson (détente isenthalpique), puis de 100 Kg/cm^2 jusqu'à 64 Kg/cm^2 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^2) au moyen du compresseur accouplé à la turbine.

Les hydrocarbures liquides récupérés sont envoyés dans la section stabilisation et fractionnement pour être séparés en produits finis (condensat et GPL), où ils s'écoulent vers les installations centrales de stockage et de transfert (CSTF).

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 arrêt.

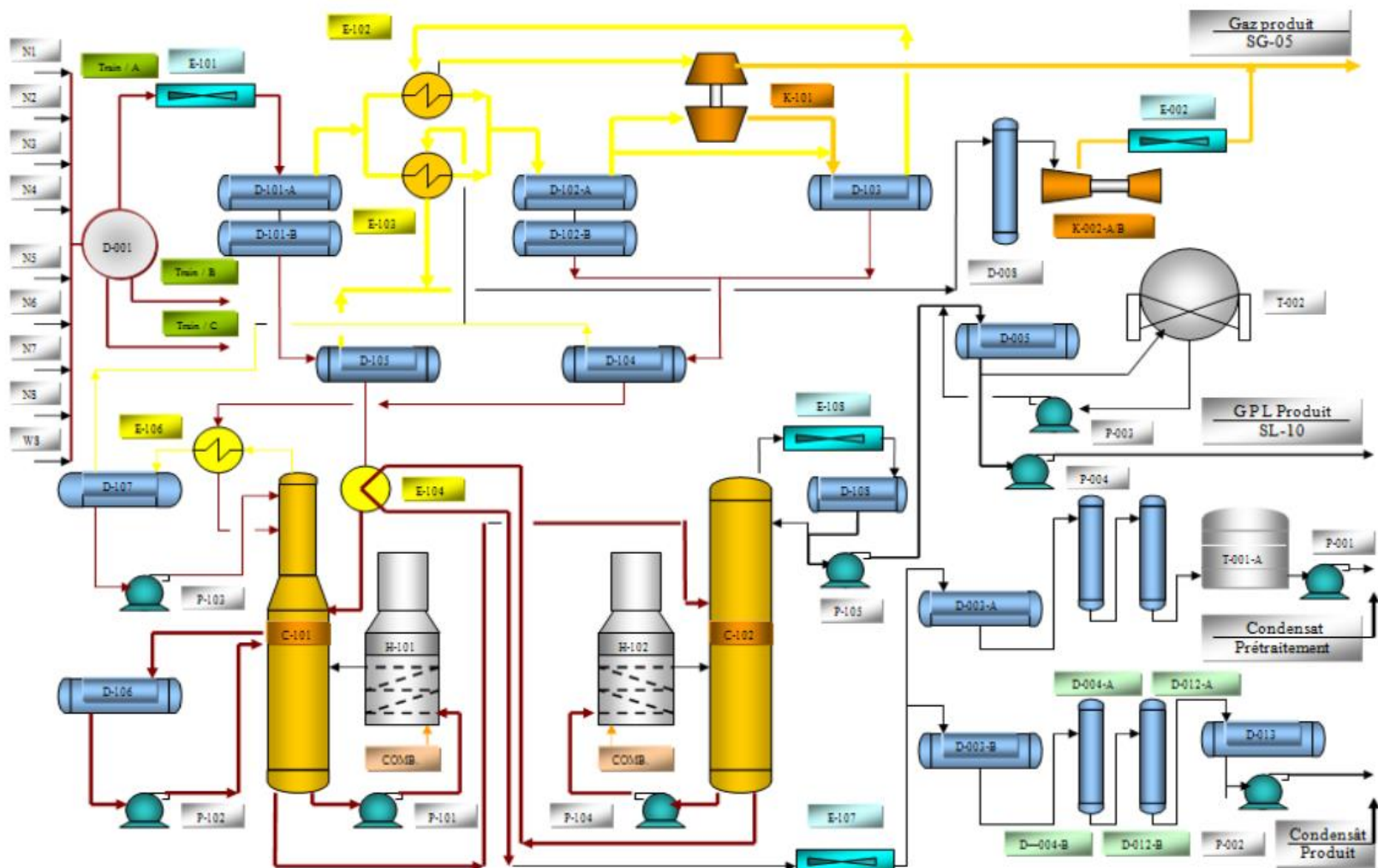


Figure II.5: Schéma de process du module IV. [15]

II.7.2. Description du procédé de l'unité de traitement de gaz (module 4)

II.7.2.1. Section séparation à haute pression :

Le but de cette section est de récupérer le maximum des hydrocarbures liquides et de produire du gaz sec en respectant les spécifications. [15]

Le gaz brut issu des puits est acheminé à travers des collecteurs au Module 4 en phase mixte sous des conditions de pression de 92 kg/cm^2 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 (voir figure II.6).

Ensuite chacun des trois courants est refroidi à travers l'aéroréfrigérant E101 à la température 31 °C , après il passe à la première séparation dans le séparateur à trois phases D101 à 92 kg/cm^2 . L'eau libre quittant le séparateur est drainée vers le séparateur huile / eau, tandis que les hydrocarbures liquides sont flashés à $32,03 \text{ kg/cm}^2$ et $30,3 \text{ °C}$ dans le ballon séparateur riche en condensât 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 $-10,1 \text{ °C}$, 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 $-12,1 \text{ °C}$ et 92 kg/cm^2 , puis séparé des hydrocarbures liquides dans le ballon séparateur D102 et ensuite détendu une deuxième fois isentropiquement dans le turboexpander K101 côté turbine à la pression 70 kg/cm^2 et -25 °C .

Le gaz en fin de détente est séparé du condensât 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 25 °C du côté calandre, est comprimé à la pression 72 kg/cm^2 dans le Turbo-Expander K101 du côté compresseur.

II.7.2.2. 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 condensât des entraînements des produits légers dans la colonne du dééthaniseur C101, ensuite fractionner le mélange en produits finis condensât et GPL dans la colonne du débutaniseur C102 (figure II.7).[15]

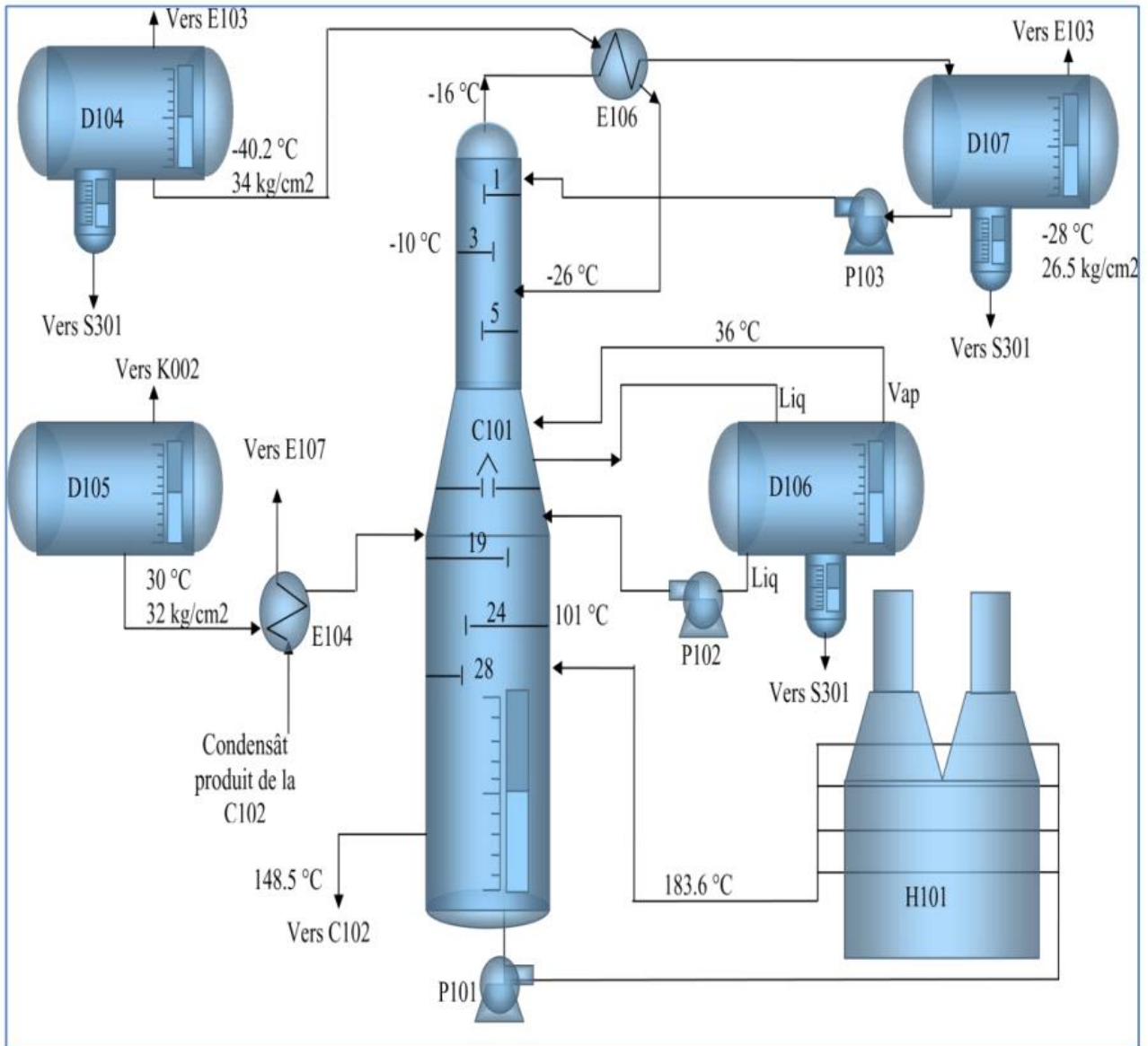


Figure II.7: Section de stabilisation [15]

a) Colonne de stabilisation C101 (Dééthaniseur) :

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

La colonne est composée de deux parties froide et chaude séparées par le 12ème plateau,

appelé plateau accumulateur, alimentée par deux courants. La colonne C101 fonctionne à une pression de 26,52 kg/cm².

La partie froide est composée de 12 plateaux et alimentée par la charge issue du D104 au 5ème 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 21ème plateau par le courant en provenance du 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 -28,2 °C. Le Gaz généré du flash est envoyé à la section compression K002, tandis que le liquide est pompé au 1 er plateau comme reflux à -28,2 °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 (figure II.7).

Les hydrocarbures liquides accumulés dans le 12ème 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 13ème plateau, la partie chaude de la colonne, tandis que la vapeur est envoyée au 12ème, partie froide de la colonne.

La chaleur nécessaire pour la vaporisation partielle du résidu, produit de fond de la C101, est assurée par le rebouilleur H101 ainsi les hydrocarbures lourds quittant le fond de la colonne alimentent directement le 21ème plateau du débutaniseur. [15]

b) Colonne de fractionnement C102 (Débutaniseur) :

C'est une colonne de distillation fonctionnant à une pression de 14,53 kg/cm², elle est constituée de 32 plateaux et alimentée par le fond de la C101 au 21ème plateau. [14]

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/cm², 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 217 °C (figure II.8).

Le produit de fond de colonne à la température de 191,9 °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 condensât T001A/B/C dans le but de le retraiter prochainement.

Aux conditions haute pression et passe 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.

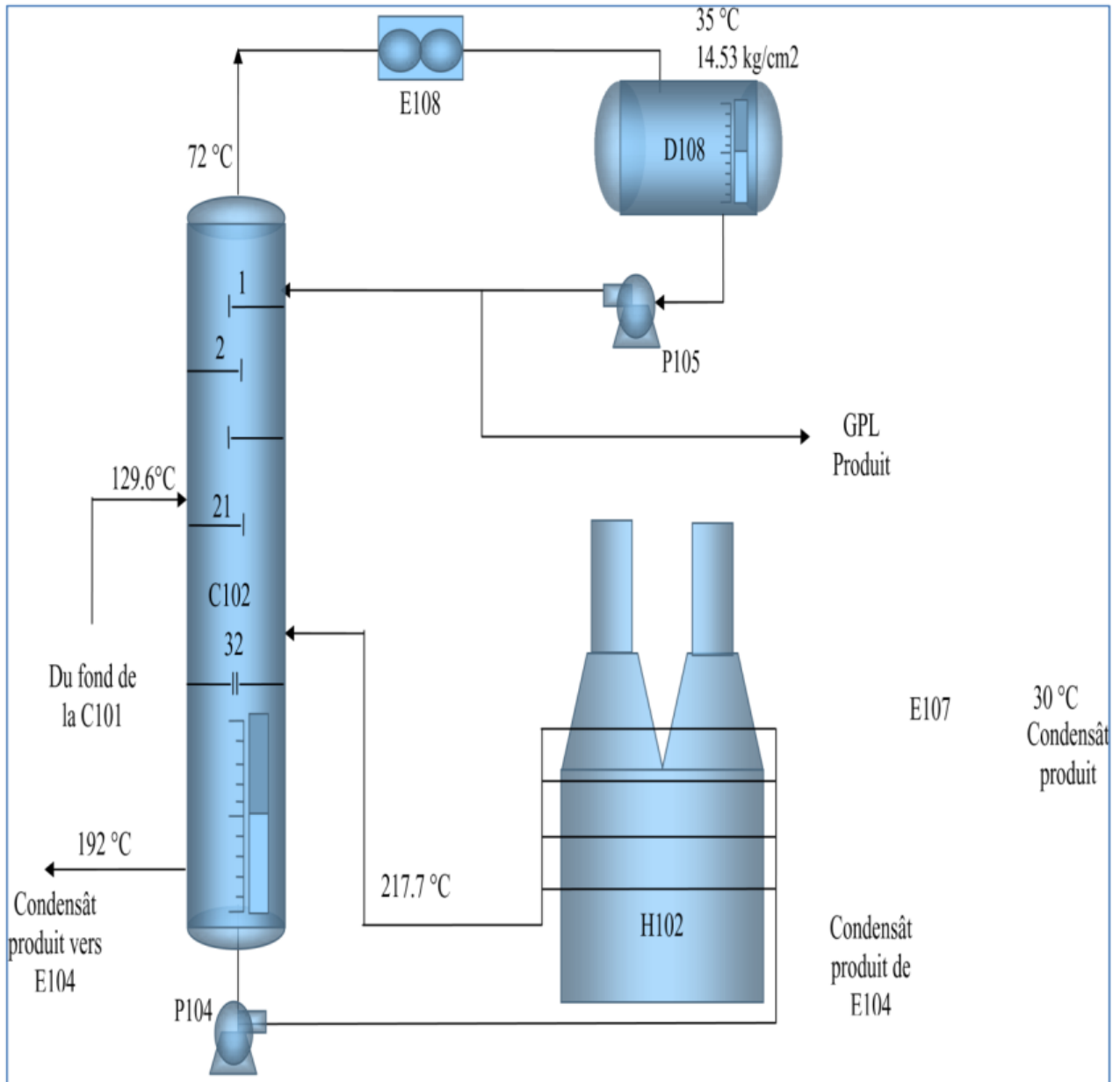


Figure II.8: Section de fractionnement. [15]

II.7.2.3. Section de recompression et de transfert du gaz :

a) Stockage et expédition du GPL :

Le GPL est obtenu en tête de débutaniseur dans le ballon a 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 des quels il est aspiré par les pompes P003A-B pour son retraitement au niveau des trains [12].

b) 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, ce dernier est un compresseur du type à piston sa rotation est assurée par un moteur électrique, il permet la compression des vapeurs jusqu'à 7kg/cm^2 , ainsi comprimées ces vapeurs passent à travers les aeroréfrigérants E001 pour se condenser, le GPL liquide est ensuite collecter dans le ballon D007 (ballon de décharge du compresseur K001), puis retourne dans les sphères. [12]

c) 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 mesures 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.

II.7.2.4. Unité de régénération du glycol :

Le glycol hydraté venant des trains A-B-C, et ayant une concentration en glycol de 73%, une pression égale à 8 Kg/cm^2 et à une température de -10°C , entre directement dans le condenseur de tête (tube en U) incorporé dans le haut de la colonne. Ainsi préchauffé à 25°C , le glycol hydraté passe ensuite par la batterie d'échangeurs E103 A/F, des quels il sort avec une température avoisinant les 100°C . [12]

L'huile contenue dans le glycol est séparée dans le ballon séparateur d'huile D302, le glycol est ensuite transféré à travers les filtres de glycol S302 A/B, pénètre dans la colonne C301 au niveau du plateau intermédiaire.

Au niveau de la colonne a lieu la séparation de l'excès d'eau dans le glycol, et cela en maintenant une température de tête et une température de fond fixes. La température de tête, assurée par le condenseur de tête a pour rôle de garder la concentration du glycol régénéré à 80 %. La température de fond de colonne est assurée par le rebouilleur H301.

Le reflux chaud est assuré par le rebouilleur H301, qui est alimenté du fond de la colonne à 120°C , et entre dans la colonne sous le dernier plateau avec une température de

130°C, Le produit final est soutiré du fond de la colonne avec les pompes, pour être refouler à 9kg/cm² et 120°C à travers le coté calendre des échangeurs, il est ensuite acheminé vers le ballon tampon de glycol D202 A/B à 40°C. A partir de ce ballon le glycol à 80 % est injecté dans les trains, par des pompes à pistons, avec 135kg/cm², ces ballons sont reliés à un bac de stockage de glycol pur.

II.7.2.5. Section Utilités :

❖ **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.[12]

❖ **Unité d'air :**

Vu l'importante consommation d'air à l'usine, une unité de traitement d'air est programmée pour subvenir à ses besoins, parmi ces besoins :

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

❖ **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%.

❖ **Unité Gaz combustible :**

Cette section permet d'envoyer le gaz combustible vers les différents équipements avec une pression appropriée :

- 4 kg/cm² pour l'alimentation des fours ;
- 14 kg/cm² pour l'alimentation de K002 ;
- 7 kg/cm² pour les torches.

II.7.2.6. Torches :

Il existe trois types de torches : Torche à haute pression, à basse pression et à très basse pression.

II.7.2.7. Laboratoire :

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

L'électricité fournie par le réseau SONELGAZ arrive au poste de livraison de 30 KV (extérieur), implanté dans la zone MPP4.

II.8. Organisation du module IV

Pour mieux gérer ces différentes unités et maintenir les installations et équipements en état d'assurer la continuité et la qualité de production, l'organisation du module se traduit dans la répartition des tâches sur plusieurs services :

- 1. Service d'exploitation :** C'est le service chargé d'exploiter les différentes unités du module dans les meilleures conditions afin d'assurer une production qui satisfera les demandes du marché
- 2. Service maintenance :** Essentiellement ce service est responsable de maintenir et réparer tous les équipements pour maximiser leur disponibilité et améliorer leur fiabilité. Le service maintenance est composé de 4 sections qui sont les suivantes :
 - Une section électricité ;
 - Une section instrumentation ;
 - Une section mécanique ;
 - Une section de préparation.
- 3. Service sécurité :** La mission principale du service de sécurité est la protection des vies humaines et des biens matériels. Elle lutte contre tout danger et prévoit les conditions adéquates d'exploitation en veillant sur le respect des règles et consignes de sécurité, tant en matière de prévention durant les interventions. [12]

II.9. Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à la présentation de la région de Gazière Hassi R'Mel, qui comprend plusieurs unités de traitement comme le module IV, qui fonctionne selon la procédure Hudson,

Pour cette unité qui assure une production journalière d'environ 60 millions standard mètre cube de gaz sec, 5500 tonnes de condensat et 2300 tonnes de GPL.

Chapitre III

Généralité sur les équipements d'échange de chaleur

Chapitre III

Généralité sur les équipements d'échange de chaleur

III.1. Théorie et équipements d'échange de chaleur

III.1.1. Introduction

Le transfert de chaleur est défini comme l'énergie thermique générée pendant le transport en raison des différences de température. Les phénomènes de transfert de chaleur se manifestent dans les équipements industriels (fours, réacteurs, échangeurs de chaleur, tours de distillation, chambres froides, presses à injecter, fonderie, etc.) et dans notre vie quotidienne (chauffage et isolation des maisons, cuisson des aliments, Vêtements d'hiver et facteur de refroidissement éolien, coup de soleil sur la plage ! ...).[16]

III.1.2. Définition

Le mouvement de chaleur d'une zone à une autre est appelé "transfert de chaleur ». Ce déplacement peut se produire entre deux objets lorsqu'il y a une différence de température (solide-solide, solide-fluide, fluide-fluide) ou entre deux parties d'un même objet. On appelle cette différence de température gradient de température.

III.1.3. Modes de transfert de chaleur

La chaleur peut être transférée par conduction, convection ou rayonnement (figure III.1), qui sont les trois principaux modes de transfert de chaleur. Bien que ces trois processus puissent se produire simultanément, l'un des mécanismes domine généralement. Par exemple, la chaleur Conduit principalement à travers les murs de briques de la maison ; l'eau contenue dans une casserole placée sur le poêle est principalement chauffée par convection ; la terre reçoit la chaleur du soleil principalement par rayonnement. [17]

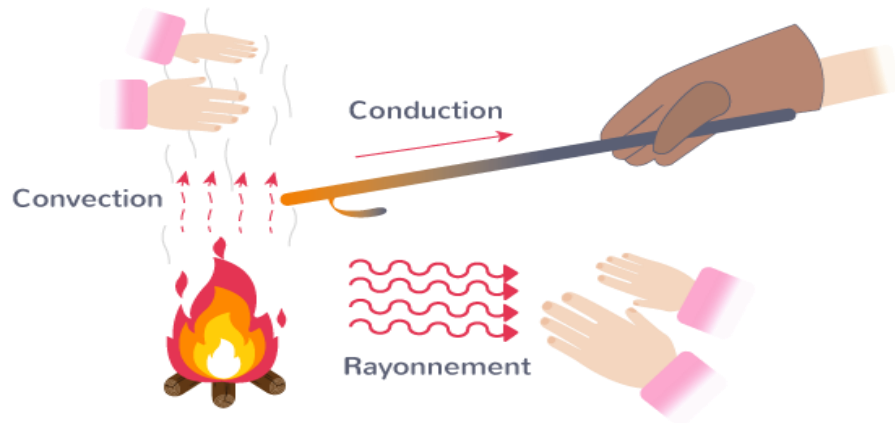


Figure III.1: les différents modes de transfert de chaleur. [18]

III.1.3.1. La conduction :

C'est la propagation de la chaleur dans la matière, sans transfert de masse. À travers les solides, la conduction assure un bon transfert de chaleur.[17]

Aussi connue sous le nom de diffusion thermique, est une forme de transfert d'énergie causée par une différence de température entre une ou deux régions du même milieu. Les deux milieux entrent en contact et se produisent sans déplacement matériel global (à l'échelle macro). (Voir figure III.2).

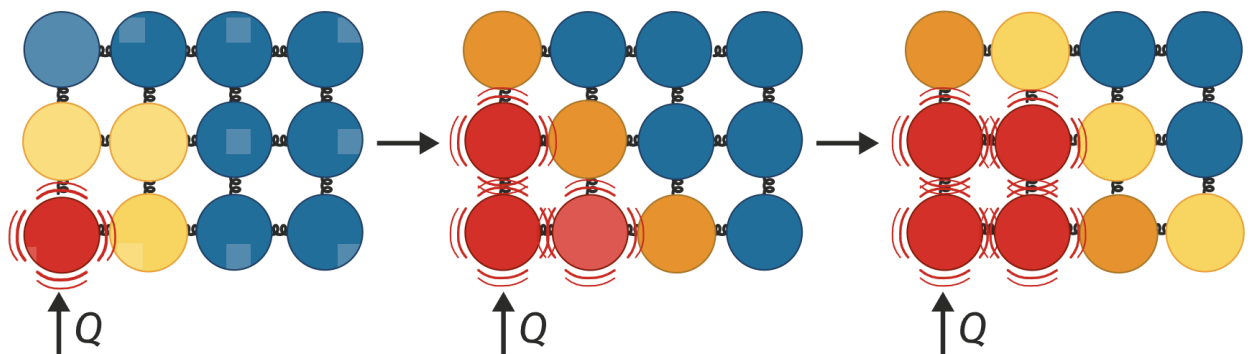


Figure III.2: Transfert de chaleur par conduction. [19]

Jean-Baptiste Joseph Fourier (1768-1830) propose en 1822 la loi de la conduction connue maintenant sous le nom de **loi de Fourier**. [16] Cette relation indique que le flux de chaleur est proportionnel au gradient de la température et se fait dans la direction des températures décroissantes. Dans le cas d'une conduction unidirectionnelle suivant l'axe des x, la loi de Fourier s'écrit :

$$\vec{\varphi} = -\lambda \cdot S \cdot \overrightarrow{\text{grad}}(T)$$

Ou sous forme algébrique :

$$\varphi = -\lambda \cdot S \cdot \frac{\partial T}{\partial x}$$

Où :

φ : Flux de chaleur transmis par conduction (W)

λ : Conductivité thermique du milieu ($\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$)

x : Variable d'espace dans la direction du flux (m)

S : Aire de la section de passage du flux de chaleur (m^2)

III.1.3.2. La convection :

Ce mode de transfert de chaleur se produit entre deux phases dont au moins une est mobile en présence d'une différence de température. Le mouvement des phases peut être causé par des différences de densité dans le fluide, et le transfert de chaleur est connu sous le nom de convection naturelle ou convection libre (voir figure III.3). Ce mouvement peut être causé par la dégradation de l'énergie mécanique, et le transfert de chaleur est appelé convection forcée. Ce dernier est indispensable pour les appareils (échangeurs).[17]

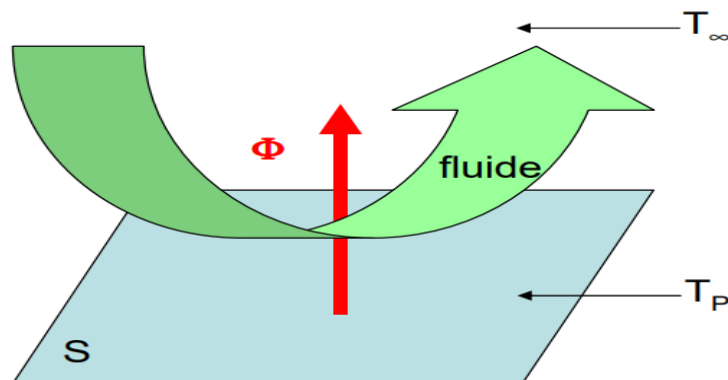


Figure III.3: Transfert de chaleur par convection.[18]

Sur une surface, le phénomène global de transfert de chaleur s'exprime d'une façon pratique par la loi de refroidissement de **Newton** :[16]

$$\varphi = h \cdot S(T_p - T_\infty)$$

Avec :

φ : Flux de chaleur transmis par convection(W)

h : Coefficient de transfert de chaleur par convection ($\text{W.m}^{-2} . ^\circ\text{C}^{-1}$)

T_P : Température de surface du solide ($^\circ\text{C}$)

T_∞ : Température du fluide loin de la surface du solide ($^\circ\text{C}$)

S : Aire de la surface de contact solide/fluide (m^2)

III.1.3.3. Le rayonnement :

C'est l'émission d'énergie par les surfaces des corps sous forme de radiation. Elle correspond à un échange de chaleur par l'intermédiaire d'une onde de nature électromagnétique et qui ne nécessite aucun support matériel (cas du vide, certains gaz plus ou moins transparent et de certains solides). (Voir figure III.4). [17]

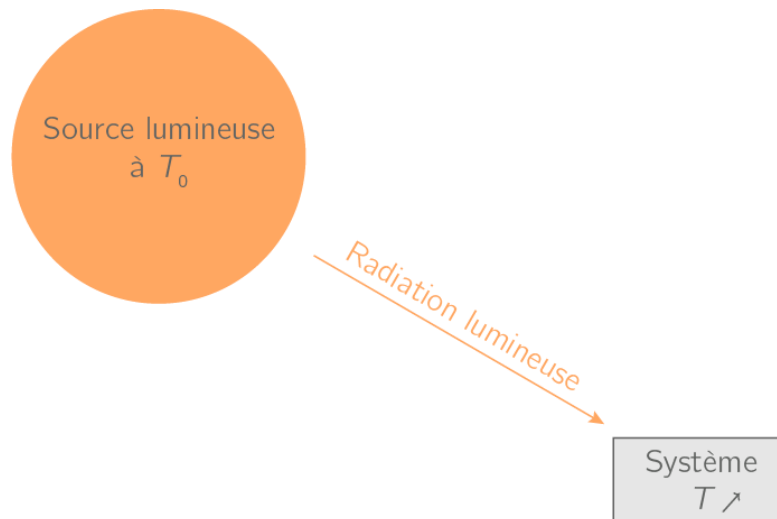


Figure III.4: Transfert de chaleur par rayonnement. [18]

Le flux de la chaleur dans le cas d'un rayonnement est décrit par la loi de **Stephan-Boltzmann**:

$$\varphi = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S \cdot (T_p^4 - T_\infty^4)$$

Tel que :

φ : Flux de chaleur transmis par rayonnement (W).

σ : Constante de Stefan ($5,67 \times 10^{-8} \text{ W.m}^{-2} . \text{K}^{-4}$).

S : Aire de la surface (m^2).

ε : Facteur d'émission de la surface.

T_P : Température de la surface (Paroi) en $^\circ\text{K}$.

T_∞ : Température du milieu environnant la surface en $^\circ\text{K}$. [16]

III.1.4. Les échangeurs de chaleur

III.1.4.1. Définition :

Les échangeurs de chaleur : Sont des dispositifs qui assurent l'échange de chaleur entre deux fluides à des températures différentes sans qu'ils soient mélangés. [17]

Donc, le transfert de chaleur qui a lieu au sein d'un échangeur fait intervenir le mode convectif dans chacun des deux fluides et le mode conductif à travers la paroi qui les séparent. Généralement, le rayonnement est faible et sera négligé [17]. Les échangeurs de chaleur sont utilisés dans les processus de l'énergie, de pétrole, de transport, de climatisation, de réfrigération, de cryogénisation, de récupération de la chaleur et des autres industries.

Des exemples communs des échangeurs dans notre vie quotidienne (figure III.5) :

- Les radiateurs des automobiles.
- Les condenseurs.
- Les évaporateurs.
- Les refroidisseurs d'huile ...etc.

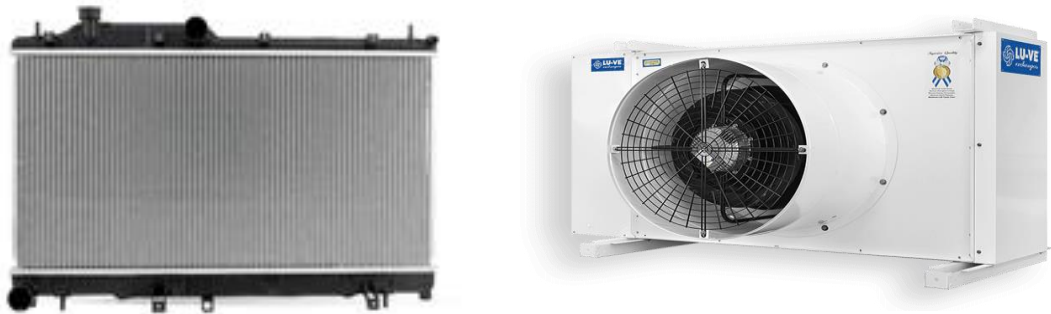


Figure III.5: quelques types des échangeurs de chaleur. [20]

III.1.4.2. Principe :

Le principe est de faire circuler deux fluides dans un conduit en les mettant en contact thermique. Ces fluides sont en contact thermique à travers des parois métalliques qui favorisent les échanges thermiques (figure III.6). En règle générale, les fluides chauds libèrent de la chaleur dans les fluides froids.

Le problème principal est de définir suffisamment de surfaces d'échange entre les deux fluides pour transférer la chaleur nécessaire dans une configuration donnée. La chaleur transférée dépend non seulement de la surface d'échange entre les deux fluides, mais également de nombreux autres paramètres.

Les flux de chaleurs transférées dépendent aussi :

- Les températures d'entrée ;
- Les caractéristiques thermiques des fluides (chaleurs spécifiques, conductivité thermique) ;
- Les coefficients d'échange par convection. [17]

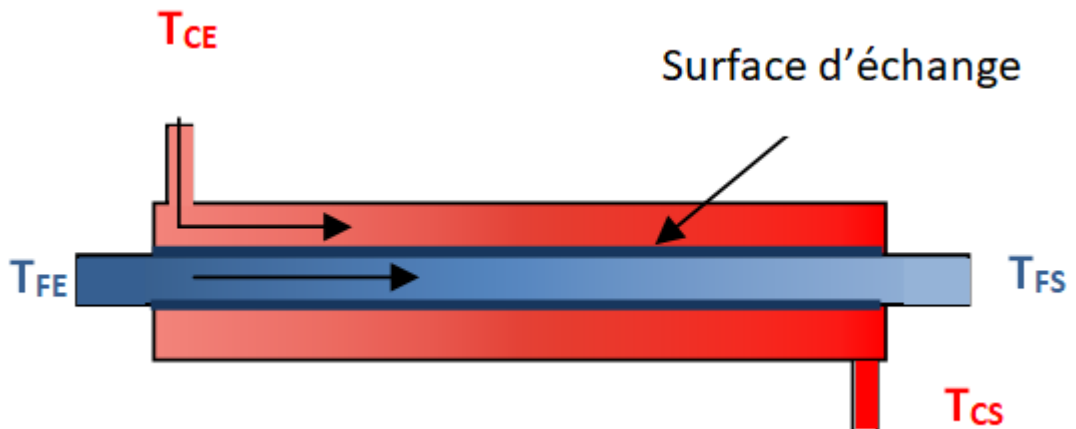


Figure III.6: principe d'échangeur de chaleur. [21]

III.1.4.3. Classification des échangeurs :

Il existe différents classements des échangeurs de chaleur suivant le critère utilisé (tableau III.1)

:

Tableau III.1: classification des échangeurs.[17]

Selon	Types des échangeurs de chaleur		Exemples
Procédé du transfert	Contact direct	a) immiscible fluides, b) Gas-liquide, c) liquide-vapeur	
	Contact indirect	a) transfer direct b) stockage c) lit fluidisé	
Compacité de la surface	Compacte		
	Non compacte		
Construction	Tubulaire	a) double pipe b) tube et calandre c) tube spiral	
	À plaque	a) à joint b) spiral c) lamelle	
	Surface étendue	a) plaque ailetée b) tube aileté	
	Régénérative	a) disque rotatif b) tambour rotatif c) matrice fixée	
Arrangement de l'écoulement	Une passe	a) écoulement parallèle b) contre écoulement c) écoulement croisé	
	Multi passe	a) surface étendue à travers un contre écoulement b) surface étendue à travers un écoulement parallèle c) calandre et tube en écoulement parallèle/contre-courant mélangé d) calandre et tube en écoulement séparé e) calandre et tube en plaque d'écoulement divisé	
Nombre de fluides	Deux fluides		
	Trois fluides		
	Plusieurs fluides		
Transfert de chaleur	Mécanisme de convection dans une phase sur les cotés		
	Convection d'une phase d'un côté et convection de deux phases à l'autre		
	Convection de deux phases sur les deux cotés		
	Combinaison du transfert de chaleur convectif et radiatif		

III.1.4.4. Echangeur tube à faisceau et calandre :

Dans ce type d'échangeur, un fluide circule dans la calandre autour des tubes qui la traversent, tandis que l'autre fluide circule à l'intérieur des tubes. Typiquement, il se compose

d'un faisceau de tubes traversant longitudinalement le réservoir, connu sous le nom d'échangeur de chaleur à coque et tube (figure III.7).

La circulation du fluide à travers le tube est pilotée par la position des parois, donc Que ce soit pour faire un ou plusieurs allers-retours.[17]

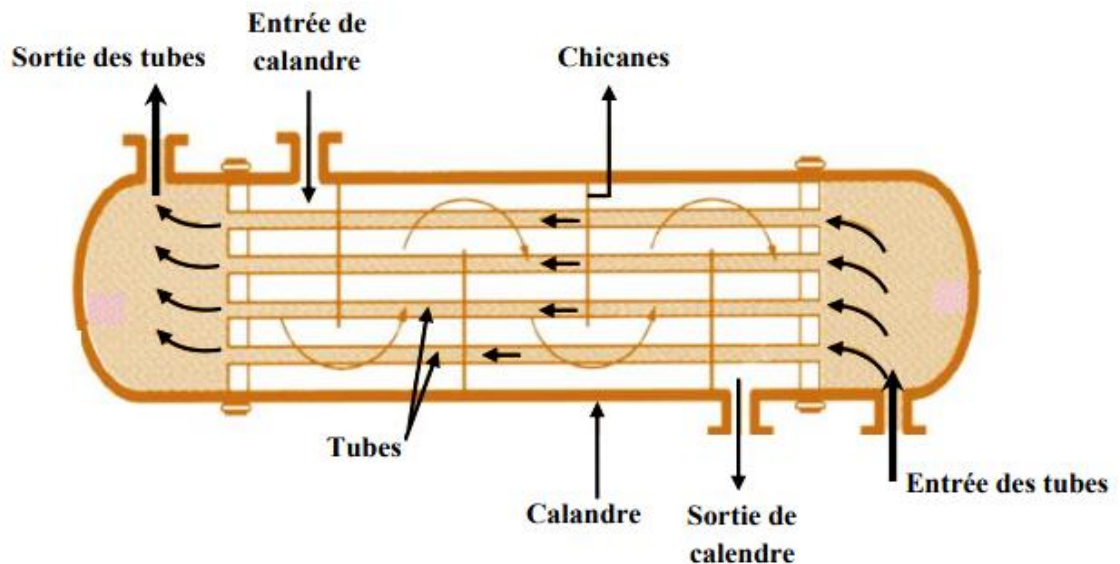


Figure III.7: principe d'un échangeur de chaleur tube/calandre.[17]

Comme mentionné au chapitre deux, le gaz traverse de nombreuses installations et équipements, y compris les échanges de chaleur (échangeur de chaleur E102).

- **Description générale de l'échangeur E102 :**

L'échangeur E102 est un équipement statique où l'échange thermique dans cet appareil se fait entre le gaz brut « coté tube » provenant des puits (après avoir passé par la station du boosting pour augmenter sa pression et aussi par le séparateur d'admission D101 pour séparer le liquide du mélange) et le gaz sec « coté calandre » provenant de séparateur D103 (après avoir aussi parcouru plusieurs autres appareils de process). Le passage des deux fluides dans l'échangeur s'effectue à courant croisé sans changement de phase. L'échangeur E102 est constitué de six batteries comme l'indique la figure III.8.[15]



Figure III.8: échangeur de chaleur E102 A/F au niveau de module IV.

III.2. Les équipements de détente

III.2.1. La vanne de Joule Thomson

III.2.1.1. Description :

C'est une vanne qui a le rôle de détendre le gaz passant à travers elle (voir la figure III.11). Elle se compose d'un ensemble corps de vanne dans lequel circule le fluide, d'un mécanisme de commande, d'un servomoteur qui régule le débit et d'accessoires spécifiques à chaque application spécifique. L'étanchéité est assurée par le siège, le joint et le joint. Un écrou d'accouplement relie la tige à l'arbre de commande de l'actionneur. Les pièces internes de l'ensemble corps de vanne se caractérisent par leur simplicité et leur efficacité. Le fluide circule dans la cheminée de l'extérieur vers l'intérieur et vers la sortie. [22]

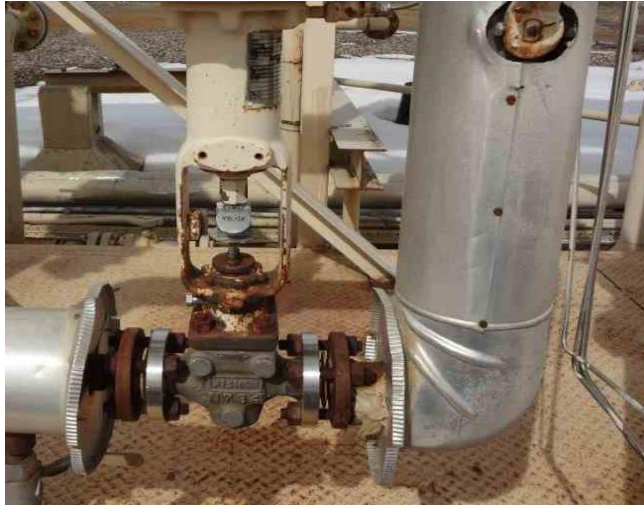


Figure III.9: la vanne Joule Thomson au niveau de module IV.

III.2.1.2. Principe de fonctionnement :

L'empilement permet une variation du débit tout en limitant la vitesse d'écoulement à travers l'élément. L'empilage est constitué de nombreux disques, dont le labyrinthe a été creusé pour permettre un écoulement défini. L'indépendance des canaux est développée par une série de virages à angle droit, chacun avec un certain nombre de tours, pour limiter la vitesse à la valeur souhaitée. Chaque disque a une capacité donnée et le débit total à travers l'élément peut être facilement dirigé et contrôlé avec précision. La position du piston dans la cheminée est déterminée en découvrant plus ou il y a moins de canaux sur le disque. En déterminant le débit maximal pour chaque disque, l'élément de commande peut fonctionner à des vitesses fixes et réglables sur toute la plage de capacité nominale afin de minimiser les variations de vitesse qui produisent généralement du bruit, de la vaporisation, de la cavitation, des vibrations et de la corrosion. [22]

La figure III.10 montre un diagramme schématique d'une vanne Joule Thomson.

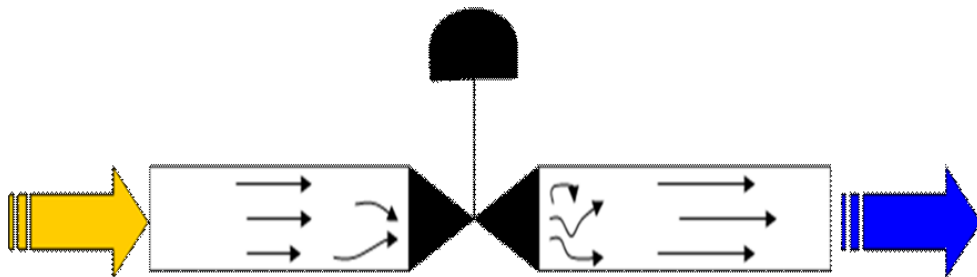


Figure III.10: schéma descriptif de la vanne de JT. [22]

III.2.1.3. Avantages et inconvénients de la vanne de JT :

- ❖ Les avantages :
 - Procédé léger (pas de machine tournante).
 - Insensible aux changements de débit de gaz traité.
 - Faible investissement.
 - Déshydrate le gaz simultanément.[22]
- ❖ Les inconvénients :
 - Récupération faible du liquide (petite capacité de production).
 - Sensible aux variations de pression du gaz traité.
 - Nécessite une haute pression en amont.
 - Nécessite l'injection d'un inhibiteur pour empêcher la formation d'hydrates.
 - La pression du gaz est considérablement réduite. [22]

III.2.2. Le Turbo-expander

III.2.2.1. Définition d'un turbo-expander :

Un turbo-expander ou turbine à expansion est une machine qui convertit l'énergie du gaz ou de la vapeur d'eau en travail mécanique lors de la détente dans une turbine(figure III.9). Cette expansion est très rapide, ce qui réduit considérablement la quantité de chaleur transférée ou reçue par le système, et est donc conforme à la première loi de la thermodynamique : lors d'un transfert de travail, l'énergie interne du gaz diminue, ce qui entraîne une forte baisse de Température. Cela rend l'extendeur soit comme générateur de froid (dans les circuits frigorifiques) ou comme générateur de travail mécanique dans un circuit électrique, d'où la généralisation des détendeurs dans les circuits frigorifiques le domaine de la technologie cryogénique pour la production de froid.[22]



Figure III.11: Le turbo-expander au niveau de module IV.

III.2.2.2. Domaine d'utilisation du turbo-expander :

- Cryogénie (refroidissement par détente d'un gaz).
- Récupération d'énergie sur champs pétroliers (réduction de la pression).
- Séparation de l'air et liquéfaction O₂, N₂.
- Purification de gaz : H₂, He
- Récupération d'éthane et GPL à partir du gaz naturel.
- Liquéfaction de gaz naturel. [22]

III.2.2.3. Principales caractéristiques :

- Turbine axiale ou radiale 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 (jusqu'à 3μ) [22]

III.2.2.4. Rôle d'un turbo-expander :

Les procédés de traitement du gaz naturel se caractérisent par le type de réfrigération qu'ils utilisent. Parmi ces moyens, nous citons :

- ✓ La vanne de Joule Thompson,
- ✓ Le turbo-expander.

L'utilisation de ce dernier est très appréciée car son efficacité à atteindre de très basses températures est justifiée, ce qui facilite la récupération des produits lourds.

La fonction d'un turbo-expander est de récupérer l'énergie produite lors du passage d'un gaz à haute pression dans une turbine pour réduire sa pression (détente isentropique). La détente du gaz permet d'abaisser la température en dessous de celle obtenue par effet Joule Thompson permet donc de recycler beaucoup de liquide. Cette énergie est destinée à entraîner le compresseur pour augmenter la pression du gaz avant d'être envoyé comme gaz de vente.

Le turbo-expander est conçu pour être monté sur châssis et équipé de son propre système de lubrification et de gaz d'étanchéité. Le gaz à traiter passe à travers les carters du détendeur et du compresseur, dont la géométrie détermine le régime d'écoulement du gaz, assurant un écoulement facile vers la roue sans perte de charge. Les composants du système sont agencés pour une utilisation et une maintenance facile. Les composants sont les trois éléments principaux.

- Section turbine avec brides d'aspiration et de refoulement.
- La partie centrale mobile (milieu).
- Compresseurs avec brides d'aspiration et de refoulement. (figure III.10)

La conception de cet ensemble nécessite une très grande précision dans les tolérances de fonctionnement et la qualité des matériaux de fabrication pour répondre aux conditions d'utilisation (vitesse et température). [22]

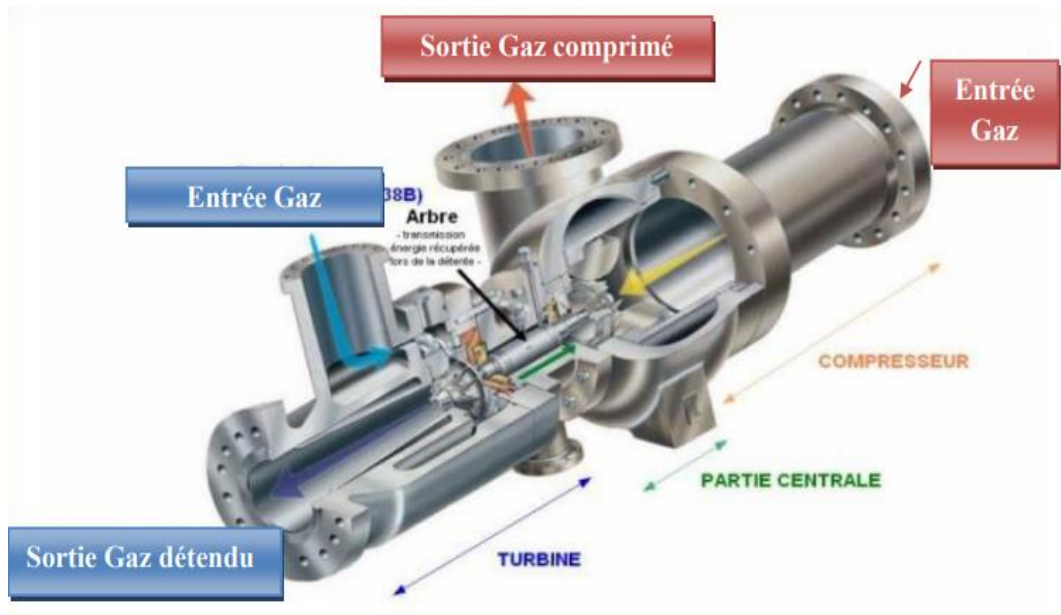


Figure III.12 : Schéma descriptif du turbo expander. [22]

III.2.2.5. Avantages et inconvénients du turbo-expander :

❖ Les avantages :

Les avantages qu'apporte l'utilisation d'un turbo-expander :

- Leur application dans différents procédés de traitement, de séparation et de liquéfaction de gaz.
- Il assure un bon rendement comparé aux autres systèmes de détente.
- Il apporte une meilleure récupération des fractions condensables du gaz naturel.
- L'utilisation du travail fourni par la détente pour alimenter le compresseur.
- Leur grande capacité de production (pour les grandes installations). [22]

❖ Les inconvénients :

Les inconvénients qu'apporte l'utilisation d'un turbo-expander :

- Le turbo-expander comme toutes les machines tournantes à grande vitesse s'affronte au problème d'usure mécanique,
- Coût élevé de l'installation dû au matériau utilisé et à la fabrication de ces éléments
- Problème de réfrigération lié à la température très basse,
- Formation de gouttelettes qui peuvent abîmer les ailettes de l'expander. [22]

III.3. Conclusion

Parmi les phénomènes les plus importants dans le traitement des gaz figurent le transfert thermique à l'aide de l'échangeur thermique et la détente isenthalpique « Joule Thomson » et isentropique « Turbo-Expander ».

Les équipements thermiques et de la détente jouent un rôle important dans la diminution significative de l'entraînement du GPL et de condensat dans le gaz de vente.

Chapitre IV

Présentation de Hysys et de la Problématique

Chapitre IV

Présentation de HYSYS et la Problématique

IV.1. Présentation de HYSYS

IV.1.1. Introduction sur la simulation

La simulation est définie comme la représentation d'un phénomène physique dont le comportement est décrit à l'aide de modèles mathématiques simples. En d'autres termes, les simulations peuvent représenter différents phénomènes : le transfert de matière et de chaleur dans différentes opérations unitaires grâce à des modèles thermodynamiques, et la traduction de leur comportement grâce à l'analyse d'équations analytiques.

Il existe un grand nombre de simulateurs de procédés chimiques sur le marché, dont les plus populaires sont : Aspen, Chemcad, Chemshare, Design II, Prosim, ProII et Hysys. Dans notre cas, nous avons utilisé l'émulateur Hysys d'Hyprotech pour cette étude. En effet, il est difficile de tester sur le terrain notre modélisation de processus.

Le développement de l'informatique dans le domaine de la simulation nous a permis d'utiliser les logiciels de simulation comme outil pour résoudre des problèmes informatiques manuels fastidieux.

Les simulateurs peuvent être utilisés lors de la conception de processus industriels pour :

- ✓ Établissement des bilans matière et énergétique.
- ✓ Déterminer la taille de l'appareil pour ce processus.

Ou dans le suivi des processus existants pour :

- ✓ Réajuster les paramètres de fonctionnement si la composition de l'alimentation ou les conditions de fonctionnement de certains équipements changent.
- ✓ Déterminer les performances de l'appareil.

IV.1.2. Définition de HYSYS

HYSYS 9.0 est le logiciel de simulation le plus flexible et le plus utilisé dans l'industrie, il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que vous connaissez les bases, et il a été développé pour le pétrole industriel, bien qu'il soit également utilisé pour d'autres types de procédés chimiques.

Utilisez les outils du menu pour terminer la simulation. De plus, il dispose d'une interface graphique pour la construction de diagrammes de flux de processus (PDF - Process Flow Diagrams).

IV.1.3. Caractéristiques principales de HYSYS

Cette partie décrit brièvement les caractéristiques importantes qui font de HYSYS une plateforme de simulation et de développement très puissante :

- ✓ **Environnement d'ingénierie intégré** : toutes les applications nécessaires sont utilisées dans un environnement de simulation commun.
- ✓ **Intégration de possibilité d'une modélisation** : dans un état stable ou stationnaire et en régime dynamique. La modélisation dans un état stable et l'optimisation étant utilisées lors de la conception des procédés. La simulation en régime dynamique étant réservée aux études de contrôlabilité de procédés et au développement de stratégies de contrôle.
- ✓ **Programmation de HYSYS** : HYSYS contient un Macro interne qui supporte la même syntaxe que Microsoft Visual Basic. On peut automatiser différentes tâches dans HYSYS sans avoir besoin d'un autre programme.

Voici quelques caractéristiques de HYSYS sur la manière dont sont réalisés les calculs :

- ✓ **Gestion des événements (Event Driven)** : HYSYS combine le calcul interactif (les calculs sont exécutés automatiquement chaque fois que l'on fournit une nouvelle information) avec un accès instantané à l'information (à tout moment on peut avoir accès à l'information depuis n'importe quel environnement de simulation).
- ✓ **Gestion intelligente de l'information (Built-in Intelligence)** : les calculs des propriétés thermodynamiques s'effectuent instantanément et automatiquement dès qu'une nouvelle information est disponible.
- ✓ **Opérations Modulaires** : chaque courant ou unité d'opération peut réaliser tous les calculs nécessaires, en utilisant l'information soit indiquée dans l'opération ou

communiquée depuis un courant. L'information est transmise dans les deux directions à travers les Flowsheets.

- ✓ **Algorithme de résolution non séquentielle** : on peut construire des Flowsheets dans n'importe quel ordre.

IV.1.4. Les étapes d'utilisation du logiciel HYSYS

Pour réaliser une simulation en HYSYS, les pas suivants sont nécessaires :

- Choix des composés.
- Sélection d'un modèle thermodynamique
- Construction du PFD.
- Spécification des courants et des unités.
- Exécution des programmes de simulation.
- Interprétation des résultats.

IV.1.5. Choix de modèle thermodynamique :

Les modèles thermodynamiques sont utilisés pour déterminer les propriétés thermodynamiques et globales et les états physiques des composants du mélange. Le succès de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique. Parmi les modèles thermodynamiques existants dans la base de données du simulateur, il convient de mentionner :

- Equations d'état telles que : Peng Robinson (PR), Soave Redlich Kwong (SRK), etc.
- Equations de coefficients d'activité telles que : UNIQUAC, UNIFAC, NRTL, etc. [23]

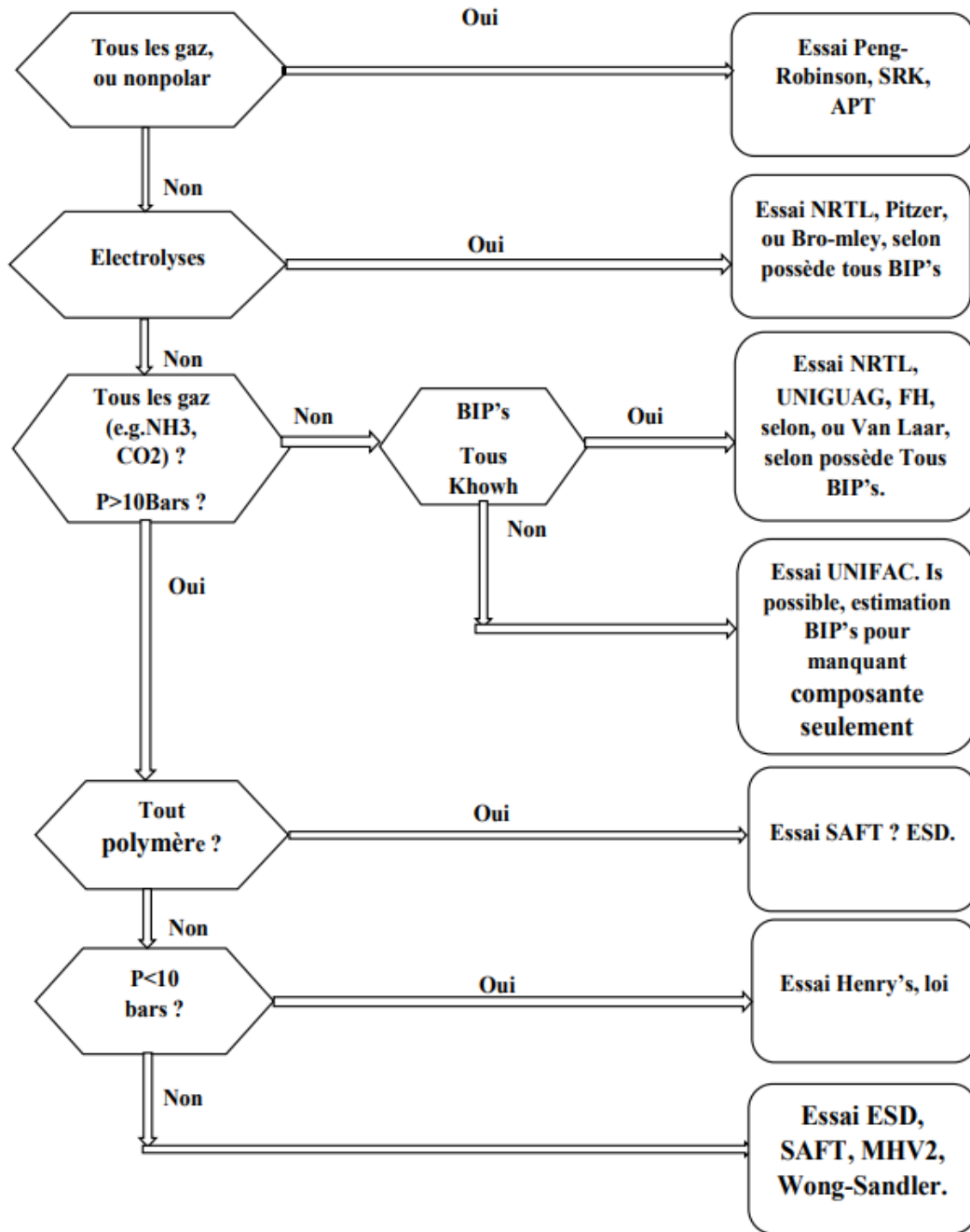


Figure IV.1: Schéma représente la procédure de sélection de types de modèle.[23]

Pour la Modélisation de la section haute pression du train de traitement de gaz du module IV par le logiciel Hysys : il est impératif de choisir un bon modèle thermodynamique.

L'équation de Peng et Robinson est de la même forme générale que l'équation de Sove Redlich Kwong (SRK) qui sont basé sur l'équation de Van Der Waals avec une modification empirique du terme d'attraction.

L'équation de Peng - Robinson est recommandée pour des mélanges hydrocarbure contenant des molécules à chaînes moyennes, ce qui est le cas du système étudié.

IV.1.6. Modèle de Peng-Robinson :

L'équation de Peng et Robinson a la même forme générale que l'équation de Redlich Kwong et Soave (SRK), qui est basée sur l'équation de van der Waals avec une modification empirique du terme d'attraction. Ces équations sont largement utilisées dans les modèles de simulation, la production et le traitement du gaz naturel. Les domaines d'application du modèle Peng-Robinson sont indiqués dans le tableau IV.1. [23]

Tableau IV.1: Domaine d'application du modèle Peng-Robinson. [23]

Modèle	Température (°F)	Température (°C)	Pression (Psia)	Pression (kPa)
Peng-Robinson	>- 456	>-271	>15000	>100000

La validation du modèle de Peng-Robinson choisi consiste à comparer les résultats de la simulation avec les données Design, il ne sera exploité que si l'écart entre les résultats est inférieure à 10 %, qui est calculer par la loi suivante :

$$\text{écart}(\%) = \left| \frac{\text{valeur simulé} - \text{valeur actuel}}{\text{valeur actuel}} \right| \times 100$$

IV.2. Problématique de la recherche

Suite à la chute conséquente de la pression du gisement, la composition de la charge tend vers un changement graduel et significatif avec une diminution de la production et la mauvaise séparation à cause de la présence d'une forte proportion de liquide dans le gaz, il provoque un problème aussi qui est la transformation des traces des fractions lourde présentes dans le gaz en liquide au niveau des unités de transport (effet négatif sur la quantité et la qualité.....).

La mise en service de la station de Boosting en avril 2021 a quelque peu résolu ce problème pour permettre à l'unité de fonctionner dans de bonnes conditions selon les données de design. Mais cette station doit fournir une valeur de pression idéale permettant de maximiser la récupération des hydrocarbures liquides et la production de gaz sec tout en respectant les cahiers des charges.

Et c'est le problème que nous nous efforçons de résoudre dans cette étude en améliorant la séparation.

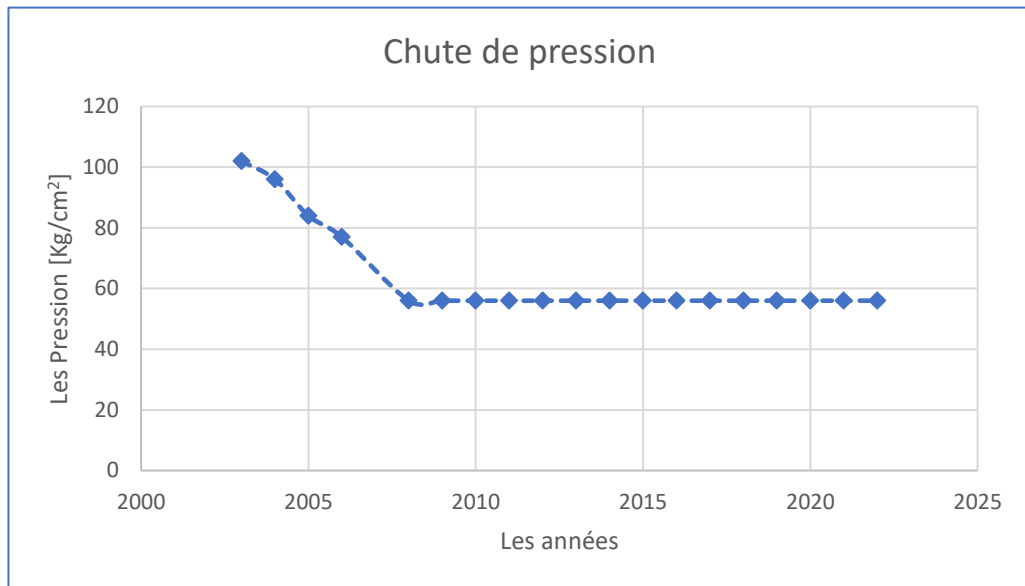


Figure IV.2: Evolution de la pression du gisement au cours du temps.

IV.2.1. Conditions de fonctionnement du procédé de traitement

IV.2.1.1. Spécifications du gaz brut :

Le module IV est conçu pour traiter un gaz brut caractérisé par :

- Une teneur en eau saturé à 310 kg/cm², 90 °C.
- Une température : min 45 0C (exploitation en hiver) et max 65 0C (exploitation en été).
- Une pression : min 100 bars G/max 140 bars G.

➤ **Données design :**

La composition et les principales caractéristiques sont représentées dans les tableaux suivant:

Tableau IV.2: Composition du gaz brut.

Composition	Fraction molaire
N₂	5.56%
CO₂	0.20%
CH₄	77.82%
C₂H₆	7.42%
C₃H₈	2.88%
i-C₄H₁₀	0.62%
n-C₄H₁₀	1.10%
i-C₅H₁₂	0.36%
n-C₅H₁₂	0.48%
n-C₆H₁₄	0.59%
n-C₇H₁₆	0.56%
n-C₈H₁₈	0.45%
n-C₉H₂₀	0.37%
n-C₁₀H₂₂	0.27%
n-C₁₁H₂₄	0.21%
n-C₁₂H₂₆	0.57%
H₂O	0.54%
Total	100%

Tableau IV.3: Spécifications de la charge.

Spécification	Valeur
Débit (kg/h)	866090
T (°C)	65
P (kg/cm² G)	142.8

➤ **Données actuelles :**

La composition ainsi que les spécifications du gaz sortant de l'unité Boosting vers module IV sont représentées dans les tableaux ci-dessous :

Tableau IV.4: Composition de la charge dans le cas actuel.

Composition	Fraction molaire
N₂	5.60%
CO₂	0.21%
CH₄	81.48%
C₂H₆	7.72%
C₃H₈	2.27%
i-C₄H₁₀	0.42%
n-C₄H₁₀	0.72%
i-C₅H₁₂	0.20%
n-C₅H₁₂	0.25%
n-C₆H₁₄	0.27%
n-C₇H₁₆	0.13%
n-C₈H₁₈	0.12%
n-C₉H₂₀	0.11%
n-C₁₀H₂₂	0.10%
n-C₁₁H₂₄	0.01%
n-C₁₂H₂₆	0.22%
H₂O	0.17%
Total	100%

Tableau IV.5 : Spécifications de la charge dans le cas actuel.

Spécification	Valeur
Débit (kg/h)	734041.44
T (°C)	40
P (kg/cm²)	104.5

IV.2.1.2. Spécifications des Produits finis :

➤ **Données Design :**

✚ **Gaz sec :**

- Point de rosée : - 6°C à 80 Kg/cm².
- Teneur en eau : 50 ppm volumique maximum.
- PCS : 9350 – 9450 Kcal / m³.
- Teneur en C₅⁺ : 0.5 % molaire maximum.
- Pression du gaz de vente : 71 Kg/Cm².

✚ GPL :

- Teneur en C₂⁺ : 03 % molaire maximum.
- Teneur en C₅⁺ : 0.4 % molaire maximum.

✚ Condensat :

- Tension de vapeur Reid TVR : 10 psia (0.7 Kg/cm²).

➤ Données actuelles :

✚ Gaz sec :

- Point de rosée : - 15°C à 80Kg/cm².
- Teneur en eau : 26 ppm.
- PCS : 9237 Kcal /m³.
- Teneur en C₅⁺ - 0.17 % molaire.

✚ GPL :

- Teneur en C₂⁺ : 1.09 % molaire.
- Teneur en C₅⁺ : 0.2 % molaire.

✚ Condensat :

- Tension de vapeur Reid TVR : 10 psia (0.74 Kg/cm²).

Toutes ces caractéristiques sont contrôlées quotidiennement par des analyses effectuées au laboratoire.

IV.2.1.3. Équipement de détente mis en service :

Le procédé Hudson appliqué au niveau du module IV permet une grande flexibilité d'exploitation. La diminution de la pression de gisement et la variation de la pression de pipe de gaz de vente imposent une variété de cas de fonctionnement que nous avons regroupé dans le tableau suivant :

Tableau IV.6: Conditions de fonctionnement du procédé HUDSON (Données design).

Conditions de fonctionnement			Spécification du gaz produit		
Équipement en service	P (bar) à l'entrée	P (bar) à la sortie	Humidité (ppm)	PCS (Kcal/m ³)	C ₅ ⁺ (% mole)
Turbo-Expander	100	71	45	9379	0.22

IV.3. Méthodologie de travail

Pour résoudre le problème proposé, il faut développer une méthodologie de travail serrée et logique avec une séquence claire, il fallait connaître le programme utilisé, ainsi qu'un modèle mathématique dédié à l'hydrocarbures et ses propriétés, et ne pas oublier les conditions de

fonctionnement et les spécifications des produits finis, Tout cela a été mentionné en détail dans les titres précédents.

IV.3.1. Précision des contraintes de fonctionnement du procédé

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.3.1.1. 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 :

Tableau IV.7: Capacité d'échange des échangeurs

Echangeurs	E102	E103
Puissance en Kcal/h	2.84 e07	2.1 e06

➤ **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.

IV.3.1.2. Contraintes liées aux spécifications des produits :

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

- ✓ Une pression de sortie varie entre 68 à 76 Kg/cm².
- ✓ Température de gaz de vente : 32 à 45 °C.
- ✓ Le pouvoir calorifique supérieur qui doit être compris entre :

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

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

- ✓ La teneur en C₅⁺ dans le Gaz de vente doit être inférieure à 0.5% mol.

- ✓ La teneur en $C_{3,4}$ dans le Gaz de vente doit être inférieure à 3% mol.

IV.3.2. Modélisation de la section haute pression :

La section haute pression comporte les équipements suivants :

- ✓ Les Aéros Réfrigérants E101.
- ✓ Le Ballon de Séparation Triphasiques D101.
- ✓ Les Échangeurs de Chaleur E102, E103.
- ✓ Vanne Joule Thompson PRC 108.
- ✓ Le Ballon de Séparation Triphasiques D102.
- ✓ Turbo-Expandre K101.
- ✓ Le ballon de séparation triphasiques D103.
- ✓ Le ballon de séparation triphasiques D104.
- ✓ Le ballon de séparation triphasiques D105.

IV.3.3. Simulation et optimisation du cas actuel :

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

- ✓ Température (°C).
- ✓ Pression (kg/cm²).
- ✓ PCS (kcal/m³).
- ✓ Densité.
- ✓ Composition du gaz de vente (l'entraînement de C_3^+).

L'optimisation du cas réel consiste à étudier le comportement de la section haute pression vis à vis de la chute de pression à l'entrée du module IV et recherchons la pression optimale pour obtenir le meilleur produit dans un intervalle de [95-115] Kg/cm², les unités de traitement de gaz sont conçues pour fonctionner à une pression minimale de 95 Kg/cm² et la station boosting ne peut pas amener une pression supérieure à 115 Kg/cm² à cause de sécurité et le cout.

Pour cette raison nous devons étudier cela dessous :

- ✓ La composition des produits issus du ballon D103.
- ✓ La température de ballon D103.
- ✓ La quantité du GPL entraîné avec le gaz de vente.
- ✓ Les débits des phases liquides.
- ✓ Les paramètres de gaz de vente.

Soulignons que le débit et la composition du gaz brut présentés dans les tableaux IV.4 et IV.5 ne changeront pas pour tous les cas qui seront étudiés.

IV.4. Détermination des quantités de GPL et condensat :

La dernière étape de ce travail consiste bien entendu à détermination des quantités de GPL et condensat sont récupérés après l'optimisation. La comparaison des résultats obtenus avec le cas actuel facilite l'estimation économique du procédé de traitement.

Chapitre V

Résultat et discussion

Chapitre V

Résultat et discussion

La variation de la spécification de la charge, en particulier la pression à la sortie du boosting, peuvent entraîner des modifications des paramètres de fonctionnement de l'équipement. Rappelons que notre travail de recherche consiste à étudier le comportement des paramètres fonctionnels de la section haute pression vis-à-vis d'une perte de charge incontrôlable, à déterminer les conditions opératoires optimales pour une meilleure production d'hydrocarbures liquides et à prévoir les conséquences négatives à long terme.

V.1. Modélisation de la section haute pression

Dans la première étape, notre objectif est de vérifier la validité du modèle thermodynamique sélectionné (Peng-Robinson) pour une utilisation ultérieure selon les spécifications de charge dans les cas de conception donnés dans les tableaux V.1 et V.2. Figure V.1 Diagramme représentant la partie HP du CAS IB pour la rétention de la simulation.

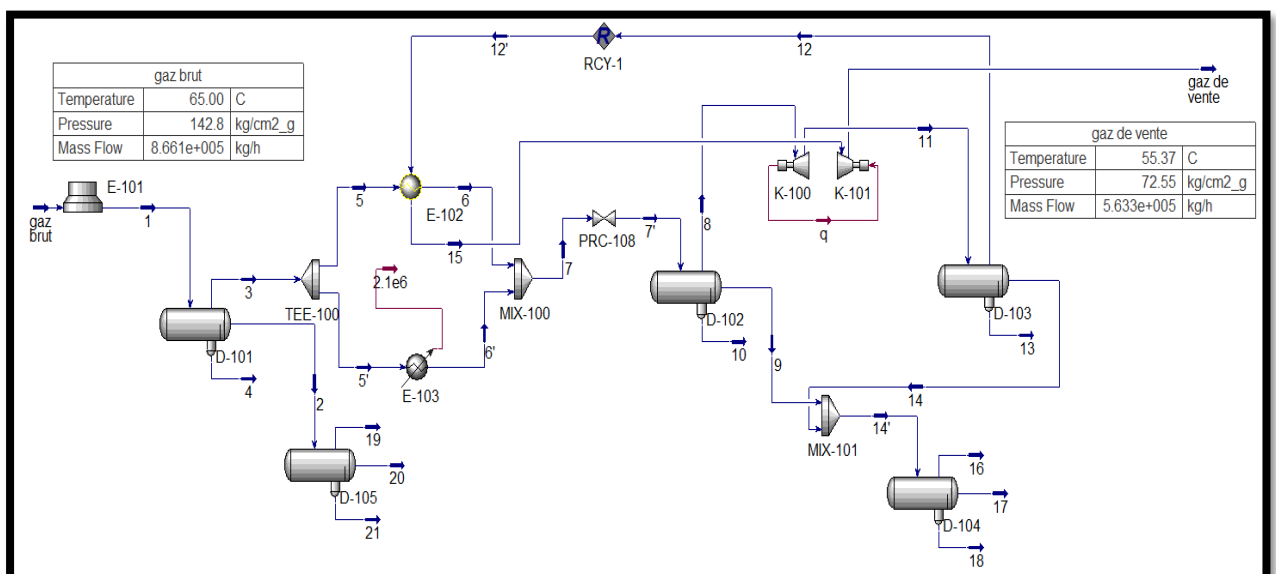


Figure V.1: Modélisation de la section HP à partir du DESIGN.

Les paramètres résultants de la simulation sont comparés avec ceux du cas design, et sont regroupés dans les tableaux V.1 et V.2 et V.3 ;et les figures V.2 et V.3.

Tableau V.1: Spécifications du gaz de vente et du liquide sortant du ballon D 103.

Paramètres		Design	Design simulé	Ecart (%)
Sortie de gaz	Température (°C)	54	55.37	2.53
	Pression (Kg/cm ² -g)	73.5	72.16	1.82
	Débit (kg/h)	589210	563300	4.39
	PCS (Kcal/m ³)	9365	9122	2.59
	Densité	55.5	54.55	1.71
Sortie de liquide	Température (°C)	-38.5	-39.90	3.36
	Pression (Kg/cm ² -g)	64.4	64.4	0
	Débit (kg/h)	26460	27580	4.23

Tableau V.2: Composition de gaz de chaque ballon.

Composants (% molaire)	DESIGN SIMULE			CAS DESIGN		
	D101	D102	D103	D101	D102	D103
Azote	5.85	6.13	6.47	5.64	5.81	5.9
CO₂	0.2	0.2	0.2	0.2	0.19	0.18
Méthane	80.68	82.72	84.99	81.07	83.7	84.63
Ethane	7.38	7.04	6.28	7.42	6.94	6.69
Propane	2.7	2.3	1.54	2.74	2.12	1.84
i-Butane	0.54	0.41	0.19	0.55	0.36	0.27
n-Butane	0.93	0.65	0.25	0.81	0.52	0.36
i-Pentane	0.28	0.16	0.04	0.28	0.12	0.06
n-Pentane	0.35	0.18	0.03	0.35	0.12	0.05
n-Hexane	0.35	0.12	0.01	0.33	0.08	0.02
n-Heptane	0.26	0.06	0	0.23	0.03	0
n-Octane	0.15	0.02	0	0.12	0.01	0
n-Nonane	0.08	0.01	0	0.06	0	0
n-Decane	0.04	0	0	0.03	0	0
n-C₁₁	0.02	0	0	0.02	0	0
n-C₁₂	0.04	0	0	0.03	0	0
H₂O	0.15	0	0	0.12	0	0
TOTAL (%)	100	100	100	100	100	100

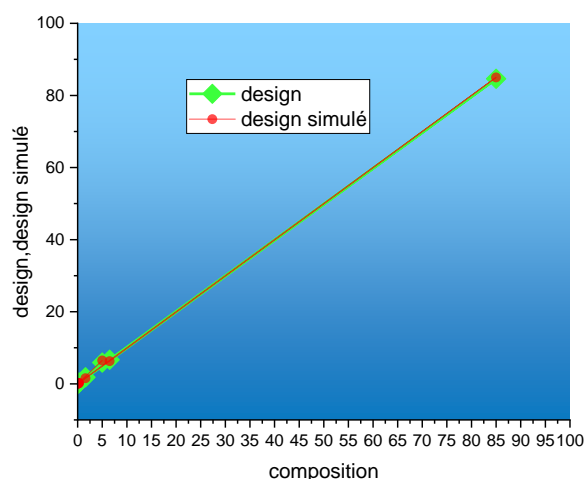


Figure V.2: Comparaison de composition des produits gazeux sortant du ballon séparateur D103.

Tableau V.3: Composition de liquide des ballons (D101,2,3).

Composants (% molaire)	CAS SIMULE			CAS DESIGN		
	D101	D102	D103	D101	D102	D103
Azote	1.6	1.8	1.44	4.34	3.68	2.34
CO₂	0.17	0.23	0.27	0.18	0.36	0.53
Méthane	40.48	51.61	51.44	35.26	51.2	46.81
Ethane	8.52	12.66	17.45	7.35	12.96	16.83
Propane	5.72	8.78	12.83	5.18	9.73	13.16
i-Butane	1.77	2.6	3.41	1.69	2.79	3.74
n-Butane	3.62	5.22	6.17	3.63	5.68	7.28
i-Pentane	1.63	2.07	1.84	1.6	2.04	2.38
n-Pentane	2.41	2.92	2.24	2.62	2.86	2.93
n-Hexane	4.17	3.82	1.68	4.68	3.25	2.35
n-Heptane	5.1	3.28	0.8	5.86	2.45	1.1
n-Octane	4.94	2.11	0.28	5.68	1.39	0.36
n-Nonane	4.61	1.27	0.1	5.24	0.75	0.12
n-Decane	3.66	0.65	0.03	4.1	0.35	0.04
n-C11	3.02	0.34	0.01	3.3	0.19	0.01
n-C12	8.45	0.64	0.01	9.21	0.32	0.02
H₂O	0.13	0	0	0.08	0	0
TOTAL (%)	100	100	100	100	100	100

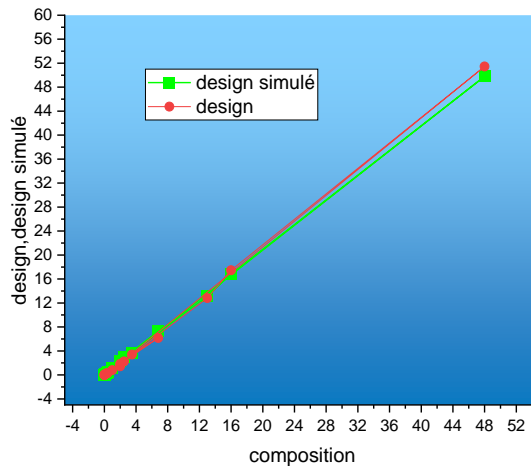


Figure V.3: Comparaison de composition des produits liquides récupérés dans le ballon D103.

D'après les tableaux des paramètres et compositions et les graphes d'écart on dit que la comparaison des résultats du cas design avec ceux du cas design simulé a dévoilé des écarts compris entre 0 et 4.93% et ces valeurs est tout à fait acceptable car elle est inférieure à 10 %, ce qui confirme la validité du modèle choisi. Donc, le modèle Peng-Robinson peut être employé pour décrire le comportement des mélanges d'hydrocarbures étudiés dans la section haute pression.

V.2. Simulation et optimisation du cas réel

V.2.1. Vérification des paramètres actuels de la section HP

Les paramètres retenus pour la comparaison des données du cas réel avec les données du cas réel simulées sont : le débit, la température, le PCS, la densité, la teneur en $C_{3,4}$, la teneur en C_5^+ et la composition du gaz de vente.

Les paramètres résultants de la simulation sont regroupés dans les tableaux V.4 et V.5 et V.3 ;et les figures V.4 et V.5 et V.6.

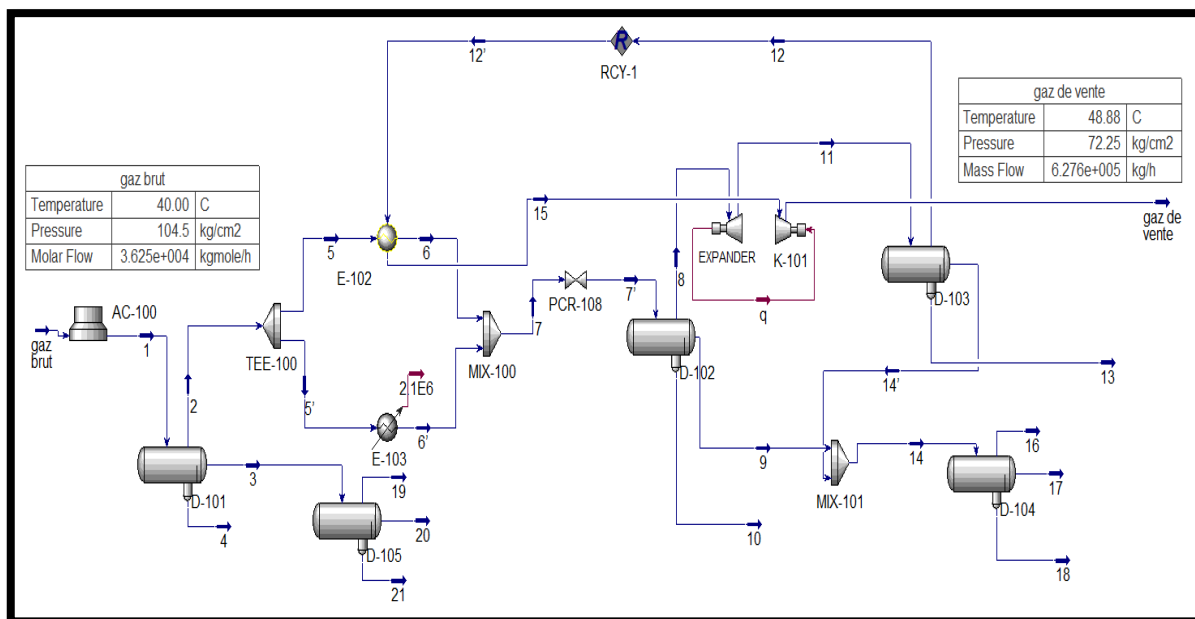


Figure V.4: Modélisation de la section HP par les données actuelles.

Tableau V.4: Paramètres de fonctionnement de la section HP données actuelles et actuelles simulées.

	Valeur laboratoire	Valeur HYSYS	L'écart (%)
Température (°C)	50.7	48.88	3.58
Pression (kg/cm²)	69.5	72.25	3.95
PCS (kcal/m³)	9343	9274	0.73
Densité	0.65	0.64	1.53
GPL	0.0224	0.0219	2.23
Condensat	0.125	0.12	4

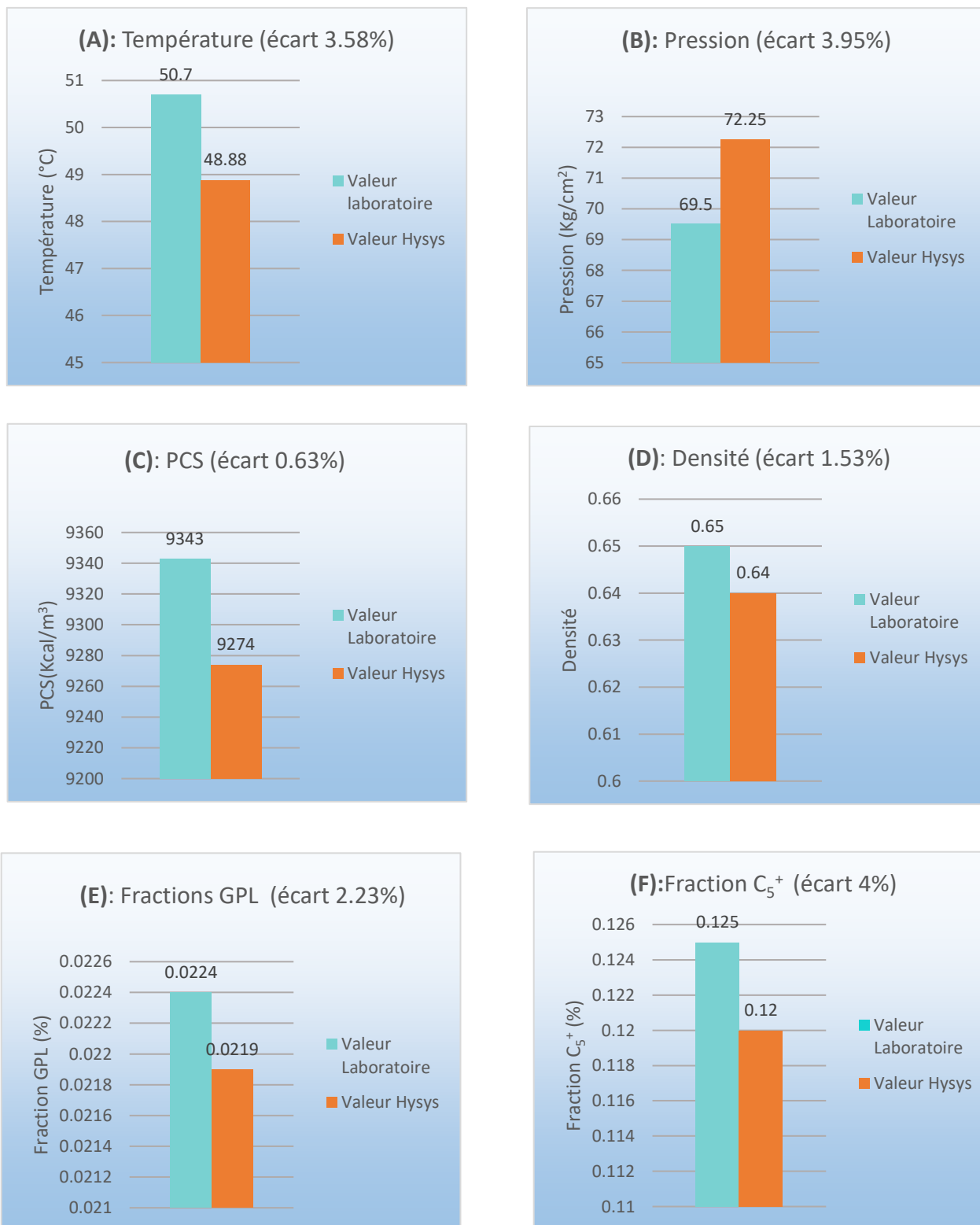


Figure V.5 : (A,B,C,D,E,F) des histogrammes pour la comparaison entre les valeurs réelles et les valeurs simulées.

Tableau V.5: Composition du gaz de vente données actuelles et actuelles simulés.

Composition du gaz de vente (%)		
	Valeur laboratoire	Valeur HYSYS
N₂	5.33	5.93
CO₂	0.23	0.21
CH₄	83.3	84.39
C₂H₆	8.71	7.17
C₃H₈	1.74	1.66
i-C₄H₁₀	0.21	0.22
n-C₄H₁₀	0.29	0.31
i-C₅H₁₂	0.06	0.05
n-C₅H₁₂	0.07	0.05
n-C₆H₁₄	0.06	0.02
n-C₇H₁₆	0	0
n-C₈H₁₈	0	0
n-C₉H₂₀	0	0
n-C₁₀H₂₂	0	0
n-C₁₁H₂₄	0	0
n-C₁₂H₂₆	0	0
H₂O	0	0

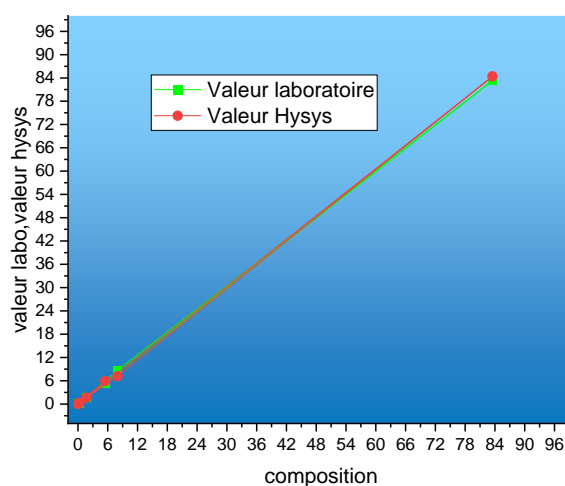


Figure V.6: Comparaison des compositions de gaz de vente données actuelles et actuelles simulés.

D'après les tableaux des paramètres et compositions et les graphes d'écart on dit que :

Les résultats de simulation obtenus expliquent que les paramètres et les compositions du cas actuel simulé sont conformes à ceux du cas actuel réel de la section HP cela est dû à des écarts compris entre 0.73 et 4% et ces valeurs est tout à fait acceptable car elle est inférieure à 10 %. Ce qui confirme les performances du simulateur utilisé.

V.2.2. Optimisation des paramètres du cas actuel

Dans cette partie du travail, nous allons étudier l'effet de la chute de pression du gaz brut sur les spécifications des produits finis, les températures des ballons de séparation, les débits des hydrocarbures récupérés. L'objectif de la présente simulation est de chercher des nouveaux paramètres de fonctionnement de la section HP permettant une bonne séparation et une bonne récupération liquide.

V.2.2.1. Étude de l'effet de la chute de pression sur la composition dans les ballons

La composition des produits gazeux et liquides récupérés sortant des ballons (D101,2,3) à différentes pressions (95-100-110) kg/cm² est représenté dans les tableaux suivant :

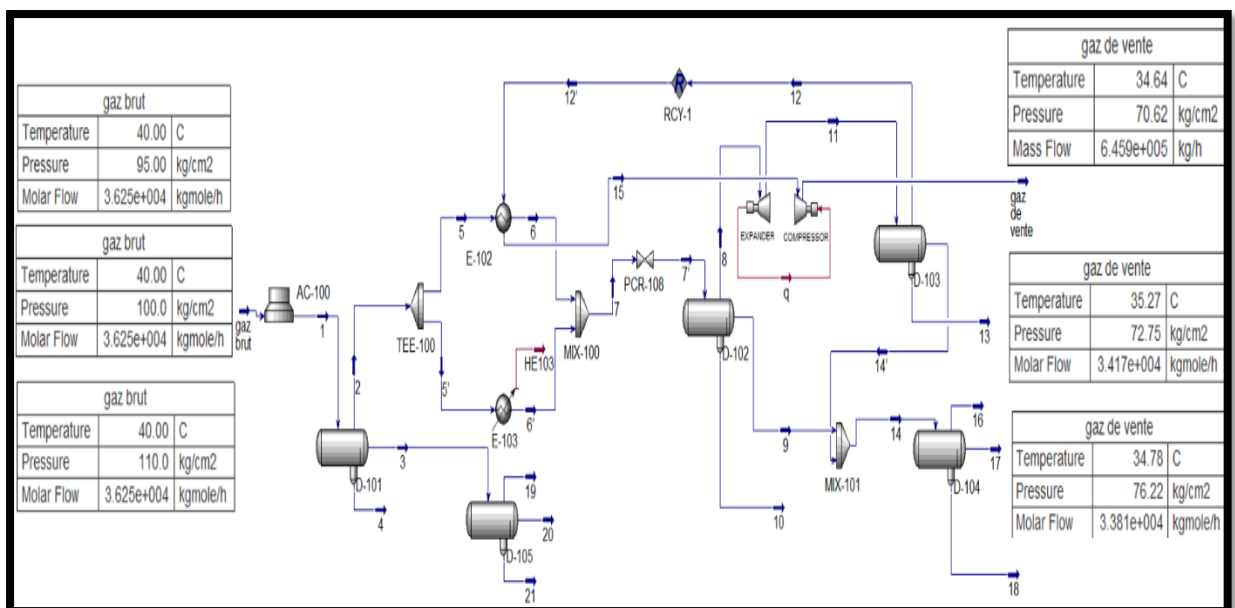


Figure V.7: Modélisation de la section HP selon différentes pressions.

Tableau V.6: Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression de 95 Kg/cm².

Composition	D101		D102		D103		Gaz de vente
	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	
N₂	5.67	0.95	5.74	1.22	5.84	1.04	5.84
CO₂	0.21	0.16	0.21	0.22	0.21	0.24	0.21
CH₄	82.27	30.38	82.91	42.89	83.79	42.1	83.79
C₂H₆	7.7	8.83	7.63	13.99	7.42	17.32	7.42
C₃H₈	2.22	5.83	2.12	9.64	1.87	13.29	1.87
i-C₄H₁₀	0.4	1.9	0.34	3.08	0.28	4.23	0.28
n-C₄H₁₀	0.67	4.06	0.59	6.59	0.43	8.72	0.43
i-C₅H₁₂	0.18	1.91	0.14	2.84	0.07	3.2	0.07
n-C₅H₁₂	0.21	2.82	0.16	4.12	0.07	4.2	0.07
n-C₆H₁₄	0.2	5.52	0.11	6.33	0.02	3.95	0.02
n-C₇H₁₆	0.07	4.2	0.03	3.3	0	1.1	0
n-C₈H₁₈	0.05	5.39	0.01	2.55	0	0.43	0
n-C₉H₂₀	0.03	6.06	0	1.62	0	0.13	0
n-C₁₀H₂₂	0.01	6.19	0	0.9	0	0.04	0
n-C₁₁H₂₄	0	0.66	0	0.05	0	0	0
n-C₁₂H₂₆	0.01	15.06	0	0.65	0	0.01	0
H₂O	0.1	0.08	0.01	0.01	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100

Tableau V.7: Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression de 100 Kg/cm².

Composition	D101		D102		D103		Gaz de vente
	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	
N₂	5.67	1.01	5.73	1.3	5.88	1.08	5.88
CO₂	0.21	0.16	0.21	0.23	0.21	0.25	0.21
CH₄	82.24	31.63	82.85	44.45	84.04	43.49	84.04
C₂H₆	7.71	8.96	7.63	13.79	7.32	17.85	7.32
C₃H₈	2.22	5.81	2.13	9.19	1.79	13.35	1.79
i-C₄H₁₀	0.4	1.86	0.37	2.87	0.25	4.09	0.25
n-C₄H₁₀	0.67	3.96	0.6	6.12	0.37	8.26	0.37
i-C₅H₁₂	0.18	1.84	0.14	2.62	0.06	2.88	0.06
n-C₅H₁₂	0.22	2.71	0.17	3.81	0.06	3.72	0.06
n-C₆H₁₄	0.2	5.26	0.12	5.99	0.02	3.43	0.02
n-C₇H₁₆	0.08	4.01	0.03	3.27	0	1	0
n-C₈H₁₈	0.05	5.17	0.01	2.67	0	0.41	0
n-C₉H₂₀	0.03	5.88	0	1.78	0	0.14	0
n-C₁₀H₂₂	0.02	6.07	0	1.04	0	0.04	0
n-C₁₁H₂₄	0	0.65	0	0.06	0	0	0
n-C₁₂H₂₆	0.01	14.94	0	0.8	0	0.01	0
H₂O	0.09	0.08	0.01	0.01	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100

Tableau V.8: Compositions des produits gazeux et liquide sortant de Ballon (D101,2,3) à la pression 110 Kg/cm².

Composition	D101		D102		D103		Gaz de vente
	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	Produits gazeux (%)	Produits Liquides (%)	
N₂	5.67	1.12	5.72	1.47	5.92	1.19	5.92
CO₂	0.21	0.17	0.21	0.23	0.21	0.26	0.21
CH₄	82.21	34.1	82.71	47.03	84.27	46.57	84.27
C₂H₆	7.71	9.14	7.65	13.3	7.2	17.97	7.2
C₃H₈	2.22	5.7	2.15	8.32	1.7	12.59	1.7
i-C₄H₁₀	0.4	1.78	0.38	2.51	0.23	3.66	0.23
n-C₄H₁₀	0.68	3.75	0.62	5.3	0.34	7.25	0.34
i-C₅H₁₂	0.18	1.7	0.15	2.24	0.06	2.46	0.06
n-C₅H₁₂	0.22	2.5	0.18	3.26	0.05	3.17	0.05
n-C₆H₁₄	0.21	4.77	0.15	5.32	0.02	3.08	0.02
n-C₇H₁₆	0.08	3.63	0.04	3.16	0	1.01	0
n-C₈H₁₈	0.05	4.76	0.02	2.91	0	0.5	0
n-C₉H₂₀	0.03	5.53	0.01	2.18	0	0.2	0
n-C₁₀H₂₂	0.02	5.84	0	1.41	0	0.07	0
n-C₁₁H₂₄	0	0.64	0	0.09	0	0	0
n-C₁₂H₂₆	0.02	14.79	0	1.26	0	0.02	0
H₂O	0.09	0.08	0.01	0.01	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100

Le but de cette section (haute pression) est de récupérer le maximum des hydrocarbures liquides et de produire du gaz sec en respectant les spécifications

Lors du suivi du processus de traitement du gaz dans le module IV et après chaque point de refroidissement « Aéroréfrigérant, Echangeur de chaleur et vanne de JT, Turbo-Expander », nous remarquons une diminution de la quantité de GPL et de Condensat dans le ballon D101 jusqu'à la ballon D103 et cette quantité se transforme en liquide. La différence dans les composants des trois tableaux peut également s'expliquer par la valeur élevée de la pression de

fonctionnement. Et après la comparaison, on peut dire que la valeur de 110 kg/cm² est la meilleure pression de séparation.

À partir du troisième tableau, nous avons pu calculer l'entraînement du GPL et condensat sur le Gaz de vente qui sont des facteurs importants pour déterminer sa qualité :

➤ **L'entraînement du GPL :**

L'étude par simulation de l'effet de la variation de pression sur l'entraînement du GPL sur le gaz de vente à donner les résultats présentés dans le tableau et histogramme suivants :

Tableau V.9: Évolution de la teneur des GPL entraînés dans le gaz de vente avec la chute de pression.

Pression kg/cm ² g	95	100	110
Fraction des GPL (%)	2.56	2.41	2,27

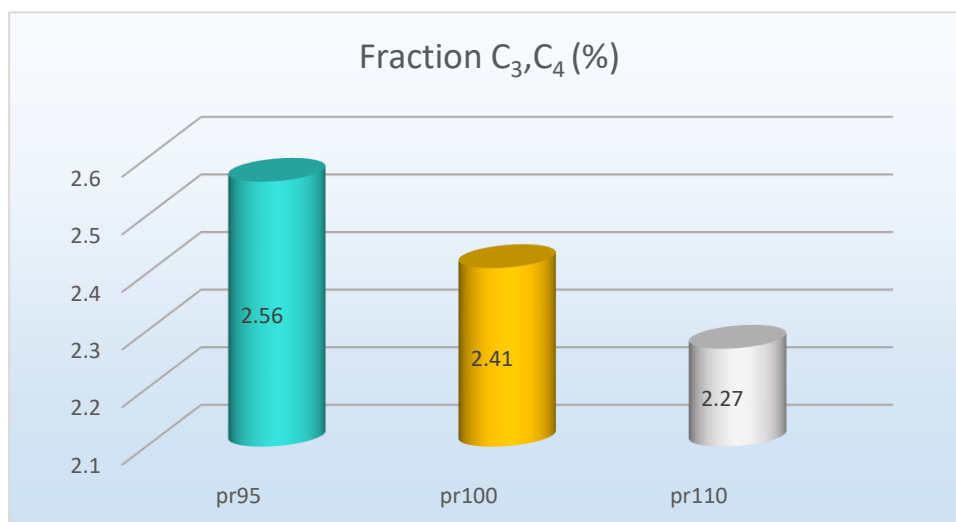


Figure V.8: Évolution de la teneur des GPL entraînés dans le gaz de vente.

Le tableau et l'histogramme ci-dessus montre clairement que la chute de pression est accompagnée par l'entraînement de produits indésirables avec le gaz destiné à la commercialisation.

Ce problème est dû à l'augmentation de la température au niveau du ballon de séparation D103.

Les valeurs obtenues (2.27 à 2.56%) sont inférieures à 3% de la fraction GPL dans le gaz de vente, et ces résultats sont dans les normes.

Plus la valeur de pression est élevée dans l'intervalle d'étude, meilleure est la séparation, et donc plus la valeur de GPL est faible dans le gaz de vente.

➤ L'entraînement du fractions C_5^+ :

Le tableau et l'histogramme ci-dessous montre clairement que la perte de charge s'accompagne de l'entraînement de la fraction C_5^+ avec le gaz à vendre :

Tableau V.10: Évolution de la teneur des fractions C_5^+ dans le gaz de vente avec la chute de pression.

Pression kg/cm ² g	95	100	110
Fraction C_5^+ (%)	0.16	0.14	0.13

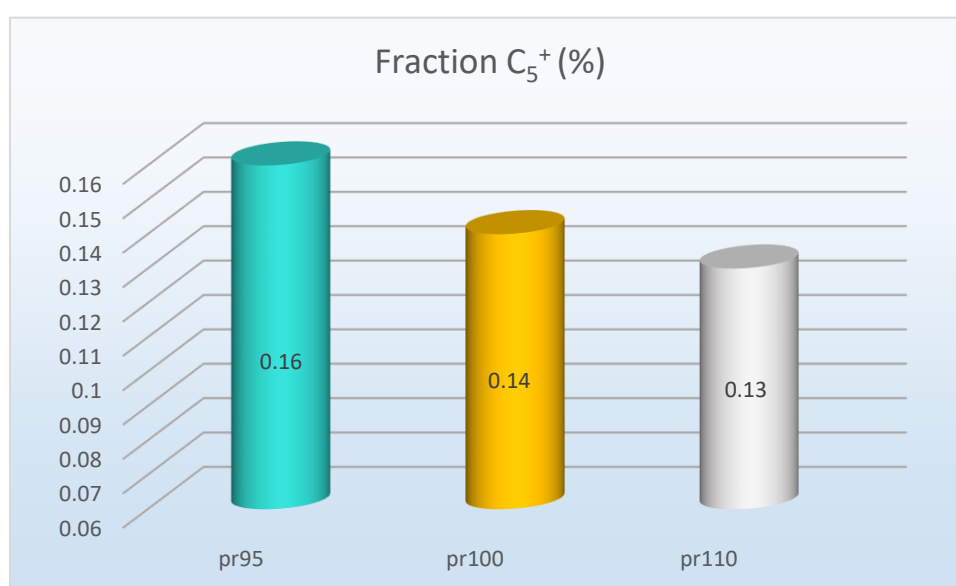


Figure V.9: Évolution de la teneur des fractions C_5^+ dans le gaz de vente avec la chute de pression.

Les résultats de la Condensat peuvent être analysés et interprétés de la même manière que les résultats de le GPL parce que les deux représentent les produits indésirables dans le gaz de vente.

Les valeurs obtenues (0.13 à 0.16%) sont inférieures à 0.5% de la fraction de C_5^+ dans le gaz de vente, et ces résultats sont dans les normes.

V.2.2.2. Etude de la variation de pression sur les paramètres de gaz de vente :

➤ Sur la pression et température de sortie :

D'après la simulation et le courant de gaz de vente, nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau V.11: La pression et température de sortie sur trois différentes pressions de fonctionnement.

	95	100	110
Température(°C)	36.64	35.27	34.78
Pression Kg/cm²	70.62	72.55	76.22

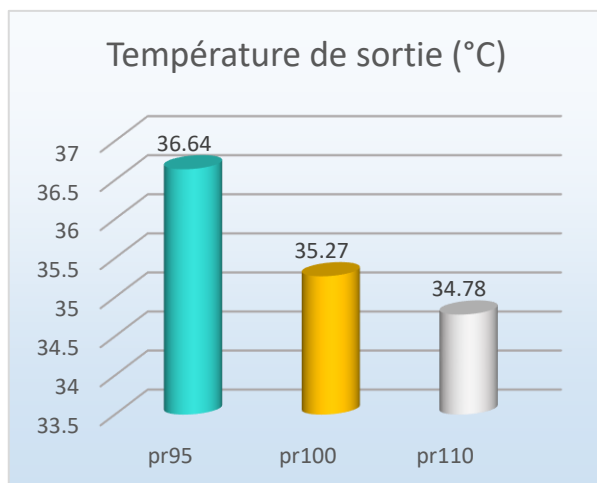


Figure V.10: Variation de la température de sortie avec la pression.

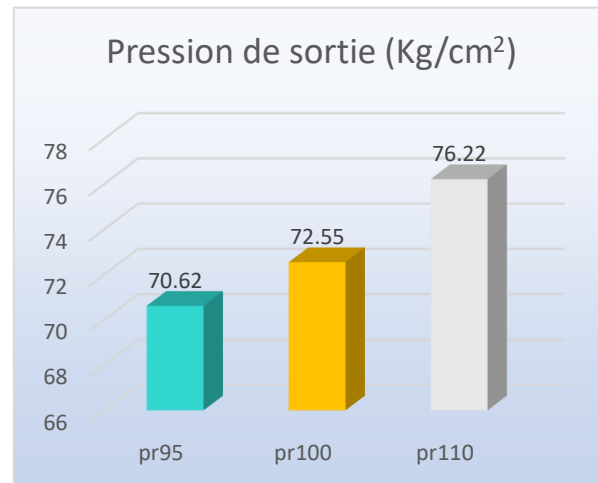


Figure V.11: Variation de la pression de sortie avec la pression.

Nous avons obtenu des températures et pressions de sortie dans l'intervalle de spécification de gaz de vente dans chaque pression de fonctionnement.

Ces deux paramètres n'ont pas une grande influence sur le gaz de vente mais c'est important est qu'ils soient dans les normes qui s'accordent le process de traitement.

➤ **Sur le PCS et la densité :**

Nous avons analysé et interprété ces deux éléments ensemble car ils partagent la même raison des changements qui occure dans les deux

Ce tableau dessus représente la variance de la densité et le PCS qui est dépendants à la chute de pression :

Tableau V.12: la densité et le PCS sur trois différentes pressions de fonctionnement.

	95	100	110
PCS(Kg/m³)	9375	9348	9275
Densité	0.65	0.644	0.642

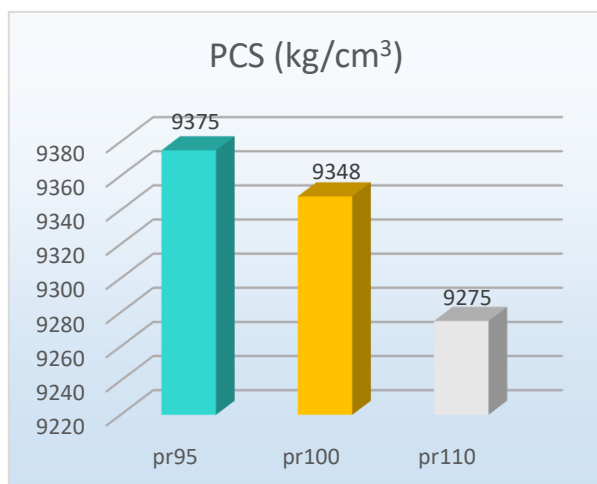


Figure V.12: l'Effet de la chute de pression sur le pouvoir calorifique.

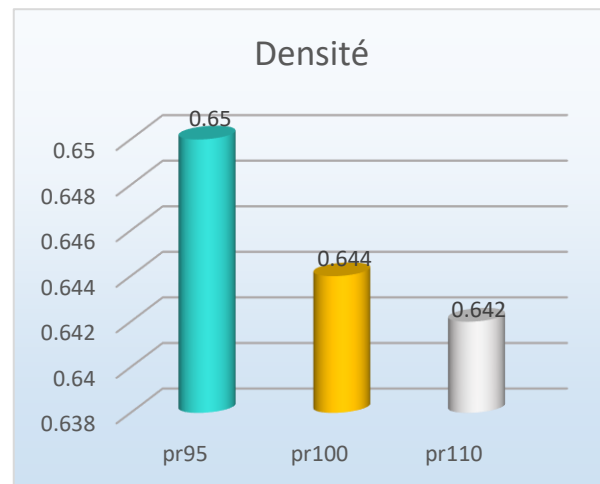


Figure V.13: l'Effet de la chute de pression sur la densité.

On note que la diminution de pression cause une séparation mauvaise et cela conduit à une augmentation dans la densité et le pouvoir calorifique supérieure.

Ainsi, lorsque la valeur de la pression est élevée, la valeur de la densité et du PCS est en va diminuer. Alors quand la pression était de 95kg/cm²(PCS : 93765, Densité : 0.65) et en pression de 100kg/cm²(PCS : 9348, Densité : 0.644) et en 110kg/cm²(PCS : 9275, Densité : 0.642)

Les valeurs de PCS est supérieure à 9150Kcal/m³ donc ils sont dans les normes et les conditions de commercialisation internationale.

La qualité du gaz de vente est également liée à sa densité, moins il est, plus il est léger, et donc gaz destiné à la vente dans les normes convenues

La valeur de densité et le PCS augmente en raison d'un mauvais processus de séparation, et cela est dû à la présence de composés indésirables dans le gaz de vente.

➤ Sur le débit

Le tableau ci-dessous montre que le débit est lié à la perte de charge (chute de pression) :

Tableau V.13: La valeur de débit sur trois différentes pressions de fonctionnement.

	95	100	110
Débit(Kg/h)	645900	638200	629400

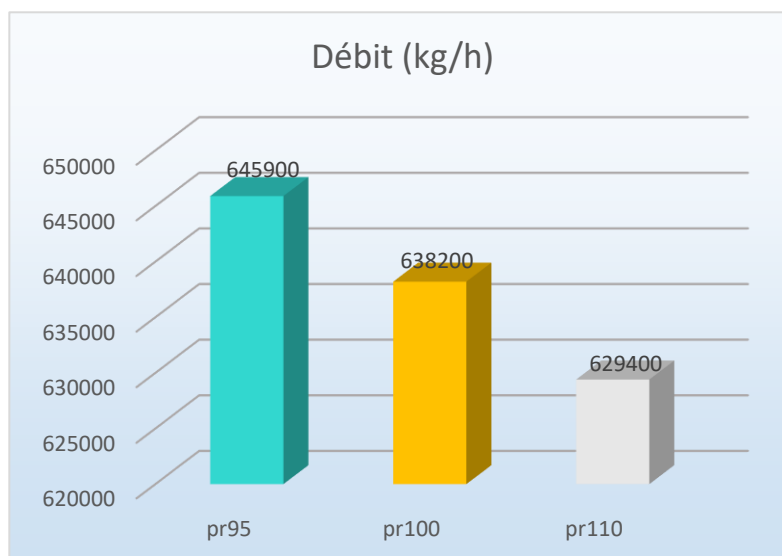


Figure V.14: l'Effet de la chute de pression sur le débit du gaz de vente.

On remarque que la chute de pression entraîne une diminution en les valeurs de débit. Alors quand la pression est égale à 110kg/cm² on obtient la valeur la plus faible et quand la pression est égale à 95kg/cm² on obtient la valeur la plus grand Et toutes ces valeurs du débit sont proches les unes des autres en raison des quelques pourcentages de substances indésirables, comme nous l'avons mentionné dans l'interprétation du GPL et Condensat.

Comme mentionné précédemment, plus la valeur de pression est élevée, l'efficacité du processus de séparation va augmenter, ce qui réduit à son tour les quantités des produits indésirables dans le gaz de vente, et donc le débit diminue.

V.2.2.3. Sur la récupération de liquide :

➤ L'influence de la chute de pression sur la température :

L'étude par simulation de l'effet de la variation de pression sur la température des constituants dans le dernier ballon de séparation à donner les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau V.14: Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de pression.

Pression kg/cm ² g	95	100	110
Température (C°)	-26.18	-29.18	-31.81

La chute de la pression engendre une augmentation de la température au niveau du ballon de séparation D103.

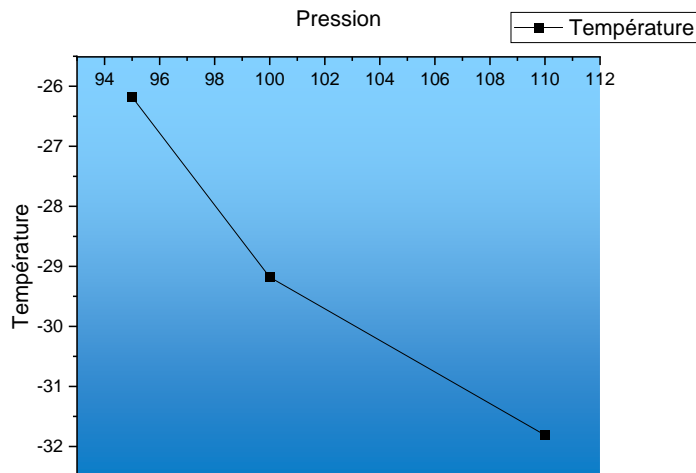


Figure V.15: Évolution de la température au niveau du ballon séparateur D103 avec la chute de pression.

Toutefois, les plus basses températures sont atteintes à cause de la détente isentropique effectuée dans le Turbo-Expander ce qui va permettre à obtenir une quantité importante de liquide. Cette augmentation de température va jouer un rôle négatif sur la séparation des constituants du gaz naturel.

➤ **L'influence de la chute de pression sur le débit de liquide récupérer :**

L'étude par simulation de l'effet de la variation de pression sur la récupération des fractions liquides a donné les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau V.15: Évolution des débits des phases liquides avec la chute de pression.

Pression kg/cm ² g	95	100	110
Débit de liquide Kg/h	27120	36540	49580

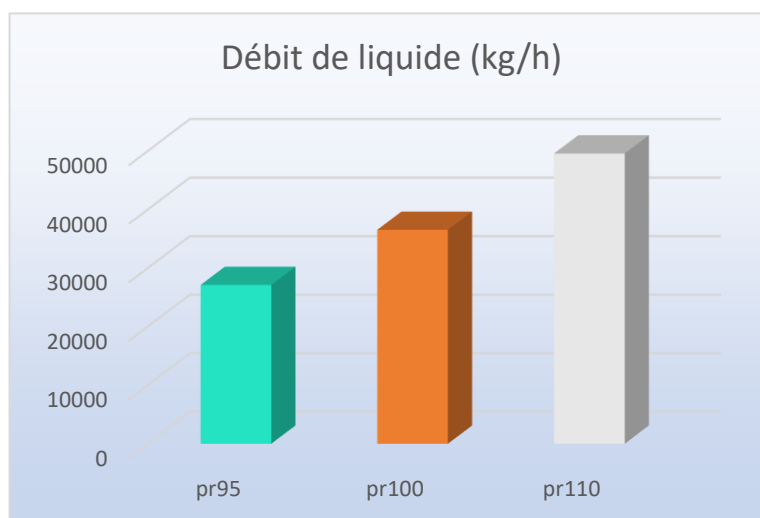


Figure V.16: Évolution des débits des phases liquides avec la chute de pression.

On constate que la chute de pression est accompagnée par une diminution de la fraction liquide récupérée.

La récupération du liquide est mauvaise sur le plan quantitatif et qualitatif à cause des entraînements des éléments lourds dans la phase gazeuse et cela est expliqué toujours par la détente effectuée.

De toutes les discussions et interprétations des résultats précédents, nous concluons que :

La récupération maximale est observée pour une pression optimale égale à 110 Kg/cm²g.

Suite à cette analyse on constate que la rentabilité du module IV est conditionnée par la pression d'entrée plus la pression est élevée plus les résultats sont meilleurs. Étant donné que la surexploitation des gisements provoquera une chute de pression, Par conséquent, la nouvelle deuxième station de boosting 2 doit renforcer la pression afin que la première station de boosting 1 puisse fournir une pression optimale de fonctionnement **110kg/cm²**.

V.3. Détermination des Quantités de GPL et Condensat Récupéré et Estimation Economique du Traitement :

V.3.1. Détermination des quantités de GPL et condensat récupérés

V.3.1.1. Cas avant optimisation

Les résultats montrés dans le tableau ci-dessous sont obtenus par calcul (voir Annexe 1 et 2) :

Tableau V.16: Production du GPL et Condensat dans ballon D103 Après optimisation.

	GPL (T/J)	Condensât (T/J)
Cas avant optimisation	424.05	293.55
Cas après optimisation	503.37	363.24
GAINS T/J	79.32	69.69

D'après ces résultats et qui illustre justement le cas actuel et le cas après optimisation on peut noter que :

Augmentation dans le gain du cas avant au cas après optimisation GPL (424.05 à 503.37 T/J), Condensat (293.55 à 363.24 T/J) parce que on à utiliser la pression optimal e qui contribue à une bonne séparation, grâce auquel nous obtenons une augmentation dans la qualité et la quantité des liquides récupérer, ce qui conduit à son tour à un bon profit pour l'entreprise.

V.3.2. Estimation de l'économie réalisée en Dinars algérien

L'estimation économique représentée dans le tableau ci-dessus :

Tableau V.17: Argent gagnée après l'optimisation.

PRODUITS	GAIN T/AN	PRIX UNITAIRE EN €	PRIX EN €
GPL	28 951.8	367,50 €	10 639 786.5
CONDENSAT	25 440.5	449,40 €	11 432 960.7
		TOTAL EN €	22 072 747.2
	GAIN T/AN	PRIX UNITAIRE EN DZ	PRIX EN DZ
GPL	28 951.8	42 735,70 DZ	1 237 275 439.3
CONDENSAT	25 440.5	52 258,40 DZ	1 329 479 830.8
		TOTAL EN DZ	2 566 755 270.67

Donc le gain d'argent pour un seul train est de **2 566 755 270.67 DA/AN** ou **22 072 747.2 €/AN**

✓ **GAIN D'UN MODULE = GAIN D'UN TRAIN x03**

Donc le gain d'argent pour un seul module est de **7 700 265 812 DA/AN** ou **66 218 241.6 €/AN**

✓ **GAIN D'UN 03 MODULE = GAIN D'UN MODULE x03**

Donc le gain d'argent pour les trois modules est de **23 100 797 400 DA/AN** ou **198 654 724.8 €/AN**

Avec ces nombres inattendus obtenus à l'issue de cette étude, il faut remonter la pression jusqu'à la pression optimale de 110Kg/cm².

Conclusion Générale et recommandation

Conclusion générale :

La simulation de procédés fournit des techniques de calcul du bilan matière et énergétique autour d'un ou plusieurs dispositifs. L'utilisation d'outils de simulation tels que HYSYS est courante à l'échelle industrielle pour résoudre des problèmes courants.

Dans cette logique, notre travail est sur l'utilisation du logiciel HYSYS pour étudier la simulation des paramètres actuels du fonctionnement de la section HP du module IV. Cette variation des paramètres est causée par la diminution de la pression et la richesse des gisements de gaz de Hassi R'MEL.

Au terme de ce travail nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

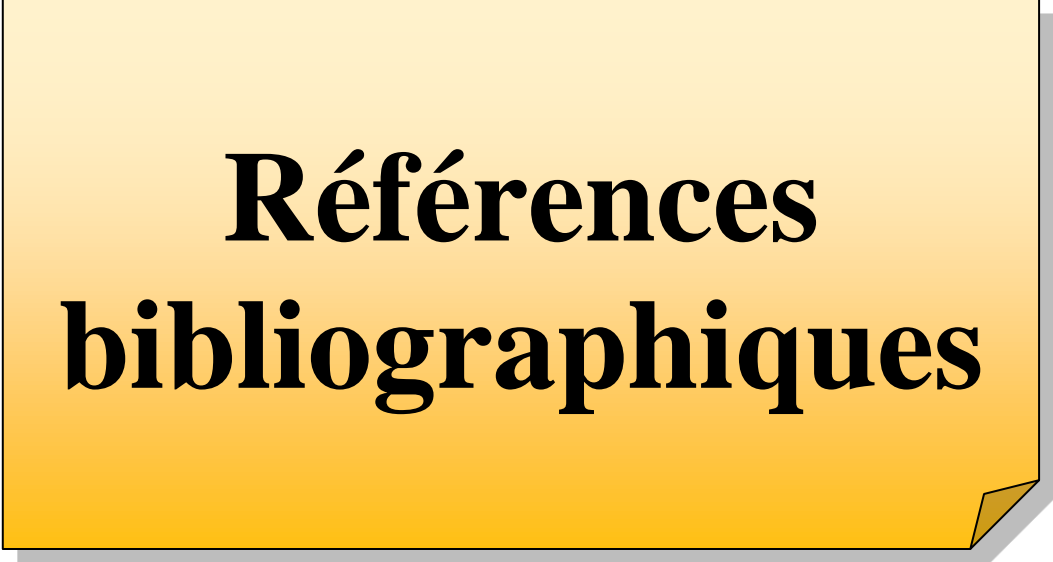
- Les équipements thermiques et de la détente sachent que l'échangeur de chaleur et le turbo-expander et la vanne de joule Thomson joue un rôle important dans la diminution significative de l'entraînement du GPL et de condensat dans le gaz de vente qui assure la richesse sur le plan quantitatif et qualitatif.
- Après la modélisation et vérification des paramètres design et actuels, Le modèle Peng-Robinson peut être employé pour décrire le comportement des mélanges d'hydrocarbures étudiés dans la section haute pression du module IV.
- La chute de pression du gaz brut entre 110 kg/cm^2 et 95 kg/cm^2 g provoque une augmentation de la température, un entraînement important du GPL dans le gaz de vente ce qui va se répercuter sur la quantité et la composition des fluides récupérés du dernier ballon de séparation de la section haute pression.
- La pression du gaz brut optimal est de 110 kg/cm^2 qui aide à :
 - ❖ Produire du gaz de vente à des spécifications requises ;
 - ❖ Maximiser la récupération du GPL et condensât en respectant les spécifications.
- Sur le plan économique, l'optimisation de la pression d'entrée donne un gain de 2566755270.67 DA/AN ou 22072747.2 € par train, 7700265812 DA/AN ou 66218241.6 € par module dont le module IV et 23100797400 DA/AN ou 198654724.8 € Pour la totalité des modules exploités au niveau de Hassi R'mel et employant le procédé Hudson.

Recommandation :

Après l'étude, nous avons proposé quelques recommandation et solutions :

- Nous recommandant la révision permanente de turbo expandre afin de réduire au maximum les effets néfastes pouvant avoir lieu suite à son arrêt.
- La composition de la charge a tendance à changer graduellement et significativement avec la chute conséquente de la pression du gisement. Par conséquent, on recommandant le protocole officiel doit être suivi lors de la mise en place de toute nouvelle station (boosting 2), afin que les analyses des puits soient mises à jour, pour la précision au travail
- Nous recommandant aussi de faire le procédé de revitalisation des puits en injectant une proportion du gaz traité qui permet l'irritation et la montée en pression des puits pour éviter la chute de pression rapidement par les années et conserver les paramètres de fonctionnement pour une long durée.

L'application de toutes ces recommandations servira sans aucun doute les intérêts de l'entreprise.

A yellow sticky note with a black border and a folded bottom-right corner, containing the text 'Références bibliographiques'.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1]: Mokhatab, Saeid, William A. Poe, and John Y. Mak. Handbook of natural gas transmission and processing: principles and practices. Gulf Professional publishing, 2018, p1-14.
- [2] : Rojey, Alexandre. Gaz naturel : De la production aux marchés. Éditions Technip, 2013, p 6 -116.
- [3]: Wang, Xiuli, and Michael Economides. Advanced natural gas engineering. Elsevier, 2013, p8-22.
- [4]: SNC, LAVALIN. GNL101 Initiation au Gaz Naturel Liquéfié, 2016, p 11
- [5]: BENARIMA, Zine El Abidine .Mémoire fin de formation:Optimisation des paramètres de fonctionnement du débutaniser C102 ,hassi r'mel. 2015, p 18,32 et 34.
- [6] : Antargaz énergies, « Réserves de gaz naturel dans le monde : où en est-on ? »,2020. <https://www.antargaz.fr/> consulté à 10/03/2022
- [7] : connaissance des énergies, « Les chiffres clés du gaz dans le monde en 2020 présenté par la filière», 2021. <https://www.connaissancedesenergies.org/> consulté à 15/03/2022
- [8]:HABBI, Slimane.BETTACHE, Saker, Mémoire de fin d'étude : OPTIMISATION DES DEBITS D'INJECTION DE GLYCOL AU NIVEAU DE MODUL II A HASSI R'MEL, Université Kasdi Merbah Ouargla,2009-2010,p12-13et14.
- [9]: BP Statistical Review 2017: <https://www.connaissancedesenergies.org>. consulté à 18/03/2022
- [10] : Rapport du Centre de formation de HassiR'mel : Revue Sonatrach. « Gaz naturel dans le monde »,2012
- [11] : BENDAAS, Okba. OUKACHA, Cylia. Mémoire de fin d'étude : Optimisation des paramètres de fonctionnement du dééthaniseur et du débutaniser de la section de fractionnement du gaz à l'UTG, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES,2016-2017, p25.
- [12] : manuel : description de module IV, SONATRACH, p 1- 11.
- [13]: manuel : Design et spécifications techniques module IV, volume 7 , SONATRACH.
- [14]: Dr. Sellami, Med Hassen, Procédés de traitement du gaz naturel, UKMO, 2015, p 6-7.
- [15]: SMAHI,Fatima. MORSLI, Hanane. Mémoire de fin d'étude : Étude de l'impact économique et environnementale généré à travers l'optimisation des paramètres de fonctionnement d'une colonne de distillation, Université Ahmed Draïa Adrar, 2020-2021, p10-16.
- [16]:. Bernard, Grandjean. TRANSFERT DE CHALEUR Volume 1 : Notes de cours, 2013, p 1- 4.
- [17]: Dr. Fateh, Mebarek-Oudina. Echangeurs de Chaleur Cours & Exercices corrigés Editions Al-Djazair. Université de Skikda, 2014, p 4-6 et 14.

Référence bibliographique

[18]: <https://www.kartable.fr/cours/les-transferts-et-les-bilans-denergies-thermodynamiques-1>. Consulté à 25/03/2022

[19] : <https://www.livrescolaire.fr/page/15748822/>. Consulté à 01/04/2022

[20] : <https://www.piecesauto24.com/radiateur/>. Consulté à 05/04/2022

[21] : <https://spcl.ac-montpellier.fr/moodle/mod/page/view.php?id=4068>. Consulté à 10/04/2022.

[22]: Cours : Généralités sur le T.E, vanne J.T & notions de thermodynamique, p 1-10.

[23]: Deyab, Ahmed. Process Simulation Using Aspen HYSYS. 2016, p 10 - 11.

Annexes

ANNEXE 1

A. Cas avant optimisation :

Actuellement le débit de gaz sortant de D102 avant l'optimisation est égal à 35340 Kmol/h

A.1). La quantité de GPL récupérée dans une Kmole de la phase liquide du D103 est :

$$Q \text{ massique GPL} = M_{wC3} \times \% \text{ mol } C3 + M_{wiC4} \times \% \text{ mol } iC4 + M_{wnC4} \times \% \text{ mol } nC4$$

$$Q \text{ massique GPL} = 44,09 \times 13,25 \% + 58,12 \times 3,86 \% + 58,12 \times 7,61\%$$

$$Q \text{ massique GPL} = 12,50 \text{ kg/k.mole}$$

A.2). La quantité de condensat récupérée dans une Kmole de la phase liquide du D103 est :

$$Q \text{ massique condensat} = M_{wiC5} \times \% \text{ mol } iC5 + M_{wnC5} \times \% \text{ mol } nC5 + M_{wC6} \times \% \text{ mol } C6 + M_{wC7^+} \times \% \text{ mol } C7^+$$

$$Q \text{ massique condensat} = 72,15 \times 2,54\% + 72,15 \times 3,25\% + 86,15 \times 3,09 \% + 100,2 \times 1,79\%$$

$$Q \text{ massique condensat} = 8.63 \text{ kg/k.mole}$$

Donc la quantité de GPL récupérée dans le ballon D103 est :

$Q_{GPL} = Q \text{ massique GPL} \times \text{fraction molaire de liquide} \times \text{débit molaire journalier de gaz à l'entrée du Turbo-Expander.}$

$$Q_{GPL} = 12,50 \times 0,0414 \times 35340 \times 24$$

$$Q_{GPL} = 424.08 \text{ Tonnes/Jour}$$

Et la Qte de condensat récupérée dans le ballon D103 :

$Q \text{ condensat} = Q \text{ massique condensat} \times \text{fraction molaire de liquide} \times \text{débit molaire journalier de gaz à l'entrée du Turbo-Expander.}$

$$Q \text{ condensat} = 8.63 \times 0,0414 \times 35340 \times 24$$

$$Q \text{ condensat} = 293.55 \text{ Tonnes/Jour}$$

ANNEXE 2

B. Cas après optimisation :

Le débit de gaz sortant de D102 après l'optimisation est égal à 35280 Kmol/h

B.1). La quantité de GPL récupérée dans une Kmole de la phase liquide du D103 est :

$$Q \text{ massique GPL} = M_{wC_3} \times \% \text{ mol } C_3 + M_{wiC_4} \times \% \text{ mol } iC_4 + M_{wnC_4} \times \% \text{ mol } nC_4$$

$$Q \text{ massique GPL} = 44,09 \times 12,61\% + 58,12 \times 3,51\% + 58,12 \times 6,79\%$$

$$Q \text{ massique GPL} = 11,89 \text{ kg/k.mole}$$

B.2). La quantité de condensat récupérée dans une Kmole de la phase liquide du D103 est :

$$Q \text{ massique condensat} = M_{wiC_5} \times \% \text{ mol } iC_5 + M_{wnC_5} \times \% \text{ mol } nC_5 + M_{wC_6} \times \% \text{ mol } C_6 + M_{wC_7^+} \times \% \text{ mol } C_7^+$$

$$Q \text{ massique condensat} = 72,15 \times 2,18\% + 72,15 \times 3,05\% + 86,15 \times 2,75\% + 100,2 \times 1,4\%$$

$$Q \text{ massique condensat} = 8,58 \text{ kg/k.mole}$$

$$Q \text{ massique condensat} = 8,58 \text{ kg/k.mole}$$

Donc la quantité de GPL récupérée dans le ballon D103 est :

$Q_{\text{GPL}} = Q \text{ massique GPL} \times \text{fraction molaire de liquide} \times \text{débit molaire journalier de gaz à l'entrée du Turbo-Expander.}$

$$Q_{\text{GPL}} = 11,89 \times 0,05 \times 35280 \times 24$$

$$Q_{\text{GPL}} = 546,38 \text{ Tonnes/Jour}$$


Et la quantité de condensat récupérée dans le ballon

D103 est :

$Q_{\text{condensat}} = Q \text{ massique condensat} \times \text{fraction molaire de liquide} \times \text{débit molaire journalier de gaz à l'entrée du Turbo-Expander.}$

$$Q_{\text{condensat}} = 8,58 \times 0,05 \times 35280 \times 24$$

$$Q_{\text{condensat}} = 357,15 \text{ Tonnes/Jour}$$

1						Case Name:	emptypdf for real.hsc				
2	<h1>Annexe 3.1</h1> 					Unit Set:	SI				
3						Date/Time:	Sun May 22 10:34:06 2022				
4											
5											
6	Fluid Package:					Basis-1					
7	Material Stream: gaz brut (design)										
8	Property Package:					Peng-Robinson					
9	CONDITIONS										
10											
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase						
12	Vapour / Phase Fraction	0.9471	0.9471	0.0504	0.0025						
13	Temperature: (C)	65.00 *	65.00	65.00	65.00						
14	Pressure: (kPa)	1.411e+004 *	1.411e+004	1.411e+004	1.411e+004						
15	Molar Flow (kgmole/h)	3.753e+004	3.555e+004	1890	94.94						
16	Mass Flow (kg/h)	8.661e+005 *	7.378e+005	1.266e+005	1711						
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2273	2061	209.7	1.714						
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.171e+004	-7.708e+004	-1.585e+005	-2.829e+005						
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	147.5	146.5	170.9	63.28						
20	Heat Flow (kJ/h)	-3.067e+009	-2.740e+009	-2.996e+008	-2.686e+007						
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.834e+005 *	8.374e+005	206.4	1.686						
22	PROPERTIES										
23											
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase						
25	Molecular Weight	23.08	20.75	66.99	18.02						
26	Molar Density (kgmole/m3)	6.258	6.162	8.312	54.47						
27	Mass Density (kg/m3)	144.4	127.9	556.8	981.4						
28	Act. Volume Flow (m3/h)	5997	5768	227.4	1.743						
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3541	-3714	-2366	-1.570e+004						
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	6.393	7.059	2.551	3.512						
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	66.12	60.78	166.0	77.70						
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.865	2.928	2.478	4.313						
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	1.030e+006	9.272e+005	3.016e+006	3.022						
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	1.126e+006	1.016e+006	3.245e+006	4.101e+004						
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.878e+004	4.894e+004	4.844e+004	2276						
36	CO2 Loading	---	---	---	---						
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---	1.308e-002	2.159e-003						
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---	2.349e-005	2.200e-006						
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.464e+004	4.468e+004	4.503e+004	0.1677						
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9070	0.9070	9.226e-002	7.543e-004						
41	Phase Fraction [Mass Basis]	0.8518	0.8518	0.1462	1.975e-003						
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.9618	0.9618	3.791e-002	2.906e-004						
43	Mass Exergy (kJ/kg)	484.4	---	---	---						
44	Partial Pressure of CO2 (kPa)	28.60	---	---	---						
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000						
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	5768	5768	---	---						
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	16.52	17.25	9.015	55.39						
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	66.12	60.78	166.0	77.70						
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.874e+005	8.405e+005	4.469e+004	2245						
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	381.1	357.9	603.9	997.9						
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	6.365e-002	---	6.316e-002	4.842e-004						
52	Z Factor	---	0.8141	0.6036	9.210e-002						
53	Watson K	16.53	17.17	13.24	7.589						
54	Cp/(Cp - R)	1.144	1.158	1.053	1.120						
55	Cp/Cv	1.537	1.636	1.357	1.160						
56	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.490e+004	---	---	---						
57	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1452	0.3515	0.4380						
58	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.9804	0.8810	613.4	1015						
59	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.834e+005	8.374e+005	206.4	1.686						
60	Liquid Fraction	5.289e-002	0.0000	1.000	1.000						
61	Aspen Technology Inc.					Aspen HYSYS Version 9					
62						Page 1 of 4					

Annexe 3.2

Case Name: emptypdf for real.hsc

Unit Set: SI

Date/Time: Sun May 22 10:34:06 2022

Fluid Package:

Basis-1

Material Stream: gaz brut(design)

Property Package:

Peng-Robinson

PROPERTIES

	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Molar Volume (m ³ /kgmole)	0.1598	0.1623	0.1203	1.836e-002
Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	645.9	---	---	---
Phase Fraction [Molar Basis]	0.9471	0.9471	0.0504	0.0025
Surface Tension (dyne/cm)	---	---	7.966	65.06
Thermal Conductivity (W/m-K)	---	5.174e-002	8.741e-002	0.6581
Viscosity (cP)	---	1.857e-002	0.1957	0.4298
Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	57.81	52.46	157.7	69.38
Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.505	2.528	2.354	3.851
Cv (kJ/kgmole-C)	43.01	37.16	122.3	67.00
Mass Cv (kJ/kg-C)	1.864	1.790	1.826	3.719
Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	37.16	134.3	65.48
Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.791	2.005	3.634
Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.635	1.236	1.187
Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	2822	---
True VP at 37.8 C (kPa)	---	---	1.272e+004	1.263e+005
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m ³ /h)	8.376e+005	8.374e+005	206.4	1.686
Viscosity Index	---	---	---	---

COMPOSITION

Overall Phase

Vapour Fraction 0.9471

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m ³ /h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	2086.7876 *	0.0556 *	58457.1814 *	0.0675 *	72.4939 *	0.0319 *
CO2	75.0643 *	0.0020 *	3303.5574 *	0.0038 *	4.0027 *	0.0018 *
Methane	29207.5196 *	0.7782 *	468573.3192 *	0.5410 *	1565.0724 *	0.6887 *
Ethane	2784.8856 *	0.0742 *	83741.2323 *	0.0967 *	235.4378 *	0.1036 *
Propane	1080.9259 *	0.0288 *	47665.5913 *	0.0550 *	94.0747 *	0.0414 *
i-Butane	232.6993 *	0.0062 *	13525.4162 *	0.0156 *	24.0680 *	0.0106 *
n-Butane	412.8537 *	0.0110 *	23996.7062 *	0.0277 *	41.1450 *	0.0181 *
i-Pentane	135.1157 *	0.0036 *	9748.7361 *	0.0113 *	15.6370 *	0.0069 *
n-Pentane	180.1543 *	0.0048 *	12998.3147 *	0.0150 *	20.6411 *	0.0091 *
n-Hexane	221.4397 *	0.0059 *	19083.2079 *	0.0220 *	28.7977 *	0.0127 *
n-Heptane	210.1800 *	0.0056 *	21061.0917 *	0.0243 *	30.6649 *	0.0135 *
n-Octane	168.8947 *	0.0045 *	19293.1772 *	0.0223 *	27.3516 *	0.0120 *
n-Nonane	138.8690 *	0.0037 *	17811.1940 *	0.0206 *	24.7293 *	0.0109 *
n-Decane	101.3368 *	0.0027 *	14418.7079 *	0.0166 *	19.6783 *	0.0087 *
n-C11	78.8175 *	0.0021 *	12320.2027 *	0.0142 *	16.5851 *	0.0073 *
n-C12	213.9333 *	0.0057 *	36441.1783 *	0.0421 *	48.5142 *	0.0213 *
H2O	202.6736 *	0.0054 *	3651.1855 *	0.0042 *	3.6586 *	0.0016 *
Total	37532.1506	1.0000	866090.0000	1.0000	2272.5523	1.0000

Vapour Phase

Phase Fraction 0.9471

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m ³ /h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	2057.0155	0.0579	57623.1750	0.0781	71.4596	0.0347
CO2	72.0861	0.0020	3172.4898	0.0043	3.8439	0.0019
Methane	28476.0875	0.8011	456839.0263	0.6192	1525.8790	0.7403
Ethane	2635.3261	0.0741	79243.9925	0.1074	222.7939	0.1081
Propane	981.4995	0.0276	43281.1837	0.0587	85.4215	0.0414
i-Butane	201.8246	0.0057	11730.8540	0.0159	20.8747	0.0101

Annexe 3.3

Case Name:	emptypdf for real.hsc
Unit Set:	SI
Date/Time:	Sun May 22 10:34:06 2022

Fluid Package:	Basis-1
Material Stream: gaz brut (design)	
Property Package:	Peng-Robinson

COMPOSITION

Vapour Phase (continued)	Phase Fraction	0.9471
---------------------------------	----------------	--------

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
n-Butane	349.6751	0.0098	20324.5180	0.0275	34.8486	0.0169
i-Pentane	106.1997	0.0030	7662.4151	0.0104	12.2905	0.0060
n-Pentane	137.4018	0.0039	9913.6792	0.0134	15.7428	0.0076
n-Hexane	145.0332	0.0041	12498.6585	0.0169	18.8612	0.0092
n-Heptane	112.5746	0.0032	11280.5372	0.0153	16.4244	0.0080
n-Octane	69.9733	0.0020	7993.1915	0.0108	11.3318	0.0055
n-Nonane	42.5423	0.0012	5456.4392	0.0074	7.5758	0.0037
n-Decane	22.2262	0.0006	3162.4538	0.0043	4.3160	0.0021
n-C11	11.8259	0.0003	1848.5360	0.0025	2.4885	0.0012
n-C12	22.7849	0.0006	3881.1556	0.0053	5.1670	0.0025
H2O	103.1411	0.0029	1858.0971	0.0025	1.8618	0.0009
Total	35547.2174	1.0000	737770.4025	1.0000	2061.1809	1.0000

Liquid Phase	Phase Fraction	5.036e-002
---------------------	----------------	------------

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	29.7657	0.0157	833.8260	0.0066	1.0340	0.0049
CO2	2.9744	0.0016	130.9021	0.0010	0.1586	0.0008
Methane	731.4318	0.3870	11734.2872	0.0927	39.1935	0.1869
Ethane	149.5595	0.0791	4497.2398	0.0355	12.6440	0.0603
Propane	99.4264	0.0526	4384.4075	0.0346	8.6532	0.0413
i-Butane	30.8747	0.0163	1794.5622	0.0142	3.1934	0.0152
n-Butane	63.1785	0.0334	3672.1882	0.0290	6.2964	0.0300
i-Pentane	28.9160	0.0153	2086.3209	0.0165	3.3465	0.0160
n-Pentane	42.7525	0.0226	3084.6356	0.0244	4.8984	0.0234
n-Hexane	76.4065	0.0404	6584.5494	0.0520	9.9365	0.0474
n-Heptane	97.6055	0.0516	9780.5545	0.0773	14.2404	0.0679
n-Octane	98.9214	0.0523	11299.9857	0.0893	16.0198	0.0764
n-Nonane	96.3266	0.0510	12354.7548	0.0976	17.1535	0.0818
n-Decane	79.1106	0.0419	11256.2541	0.0889	15.3623	0.0733
n-C11	66.9917	0.0354	10471.6667	0.0827	14.0967	0.0672
n-C12	191.1484	0.1011	32560.0227	0.2572	43.3472	0.2068
H2O	4.6018	0.0024	82.9021	0.0007	0.0831	0.0004
Total	1889.9919	1.0000	126609.0594	1.0000	209.6573	1.0000


Aqueous Phase	Phase Fraction	2.530e-003
----------------------	----------------	------------


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	0.0064	0.0001	0.1804	0.0001	0.0002	0.0001
CO2	0.0038	0.0000	0.1656	0.0001	0.0002	0.0001
Methane	0.0004	0.0000	0.0057	0.0000	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000


1	Annexe 3.4			Case Name: emptypdf for real.hsc			
2				Unit Set: SI			
3				Date/Time: Sun May 22 10:34:06 2022			
4				Fluid Package: Basis-1			
5				Property Package: Peng-Robinson			
6	Material Stream: gaz brut (design)						
7	COMPOSITION						
8	Aqueous Phase (continued)						
9	Phase Fraction 2.530e-003						
10							
11							
12							
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
16	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
18	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
19	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
20	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21	H2O	94.9307	0.9999	1710.1863	0.9998	1.7136	0.9997
22	Total	94.9413	1.0000	1710.5380	1.0000	1.7141	1.0000
23	K VALUE						
24							
25	COMPONENTS		MIXED		LIGHT		HEAVY
26		Nitrogen		3.858		3.674	853.1
27		CO2		1.352		1.289	51.16
28		Methane		2.174		2.070	2.137e+005
29		Ethane		0.9839		0.9369	7.961e+006
30		Propane		0.5512		0.5249	6.491e+008
31		i-Butane		0.3650		0.3476	1.221e+011
32		n-Butane		0.3091		0.2943	8.623e+010
33		i-Pentane		0.2051		0.1953	2.115e+013
34		n-Pentane		0.1795		0.1709	2.029e+013
35		n-Hexane		0.1060		0.1009	6.707e+015
36		n-Heptane	6.440e-002		6.132e-002		3.311e+018
37		n-Octane	3.950e-002		3.761e-002		1.880e+021
38		n-Nonane	2.466e-002		2.348e-002		1.212e+024
39		n-Decane	1.569e-002		1.494e-002		---
40		n-C11	9.857e-003		9.386e-003		---
41		n-C12	6.656e-003		6.338e-003		---
42		H2O	5.786e-002			1.192	2.902e-003
43	UNIT OPERATIONS						
44							
45	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION		
46	Air cooler:	E-101					
47	UTILITIES						
48	(No utilities reference this stream)						
49	PROCESS UTILITY						
50							
51	DYNAMICS						
52							
53							
54							
55	Pressure Specification	(Active): 411e+004 kPa *					
56	Flow Specification	(Active) Molar:	.753e+004 kgmole/h	Mass:	8.661e+005 kg/h *	Std Ideal Liq Volume: 2273 m3/h	
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63	Aspen Technology Inc.	Aspen HYSYS Version 9			Page 4 of 4		

1	Annexe 4.1		Case Name:	emptypdf for real.hsc		
2			Unit Set:	SI		
3			Date/Time:	Sun May 22 10:34:25 2022		
4			Fluid Package:	Basis-1		
5			Property Package:	Peng-Robinson		
6	Material Stream: gaz de vente (design)					
7	CONDITIONS					
8		Overall	Vapour Phase			
9	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000			
10	Temperature: (C)	55.37	55.37			
11	Pressure: (kPa)	7216	7216			
12	Molar Flow (kgmole/h)	3.058e+004	3.058e+004			
13	Mass Flow (kg/h)	5.633e+005	5.633e+005			
14	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	1685	1685			
15	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.212e+004	-7.212e+004			
16	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	151.9	151.9			
17	Heat Flow (kJ/h)	-2.205e+009	-2.205e+009			
18	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	7.210e+005 *	7.210e+005			
19	PROPERTIES					
20		Overall	Vapour Phase			
21	Molecular Weight	18.42	18.42			
22	Molar Density (kgmole/m3)	2.962	2.962			
23	Mass Density (kg/m3)	54.55	54.55			
24	Act. Volume Flow (m3/h)	1.033e+004	1.033e+004			
25	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3915	-3915			
26	Mass Entropy (kJ/kg-C)	8.247	8.247			
27	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	46.32	46.32			
28	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.515	2.515			
29	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.180e+005	8.180e+005			
30	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.990e+005	8.990e+005			
31	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.881e+004	4.881e+004			
32	CO2 Loading	---	---			
33	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---			
34	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---			
35	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.441e+004	4.441e+004			
36	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000			
37	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000			
38	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000			
39	Mass Exergy (kJ/kg)	555.1	---			
40	Partial Pressure of CO2 (kPa)	14.13	---			
41	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000			
42	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	1.033e+004	1.033e+004			
43	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	18.15	18.15			
44	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	46.32	46.32			
45	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	7.231e+005	7.231e+005			
46	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	334.4	334.4			
47	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---			
48	Z Factor	0.8920	0.8920			
49	Watson K	17.82	17.82			
50	User Property	---	---			
51	Partial Pressure of H2S (kPa)	0.0000	---			
52	Cp/(Cp - R)	1.219	1.219			
53	Cp/Cv	1.472	1.472			
54	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7812	0.7812			
55	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	7.210e+005	7.210e+005			
56	Liquid Fraction	0.0000	0.0000			
57	Aspen Technology Inc.	Aspen HYSYS Version 9		Page 1 of 3		

1	Annexe 4.2		Case Name: emptypdf for real.hsc				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Sun May 22 10:34:25 2022				
4							
5							
6	Fluid Package: Basis-1						
7	Material Stream: gaz de vente (design)						
8	Property Package: Peng-Robinson						
9	PROPERTIES						
10							
11		Overall	Vapour Phase				
12	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3377	0.3377				
13	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	172.9	---				
14	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000				
15	Surface Tension (dyne/cm)	---	---				
16	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.208e-002	4.208e-002				
17	Viscosity (cP)	1.428e-002	1.428e-002				
18	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	38.01	38.01				
19	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.063	2.063				
20	Cv (kJ/kgmole-C)	31.47	31.47				
21	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.709	1.709				
22	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	---				
23	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	---				
24	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---				
25	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---				
26	True VP at 37.8 C (kPa)	---	---				
27	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	7.210e+005	7.210e+005				
28	Viscosity Index	---	---				
29	COMPOSITION						
30							
31	Overall Phase						
32					Vapour Fraction	1.0000	
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
34							
35	Nitrogen	1977.9183	0.0647	55407.4272	0.0984	68.7118	0.0408
36	CO2	59.8788	0.0020	2635.2472	0.0047	3.1929	0.0019
37	Methane	25990.4807	0.8499	416962.6850	0.7402	1392.6888	0.8267
38	Ethane	1921.8745	0.0628	57790.5748	0.1026	162.4777	0.0964
39	Propane	470.7235	0.0154	20757.4927	0.0369	40.9678	0.0243
40	i-Butane	58.8349	0.0019	3419.7208	0.0061	6.0853	0.0036
41	n-Butane	77.0830	0.0025	4480.3748	0.0080	7.6821	0.0046
42	i-Pentane	10.9931	0.0004	793.1648	0.0014	1.2722	0.0008
43	n-Pentane	10.0728	0.0003	726.7635	0.0013	1.1541	0.0007
44	n-Hexane	2.8456	0.0001	245.2248	0.0004	0.3701	0.0002
45	n-Heptane	0.5370	0.0000	53.8091	0.0001	0.0783	0.0000
46	n-Octane	0.0756	0.0000	8.6348	0.0000	0.0122	0.0000
47	n-Nonane	0.0107	0.0000	1.3775	0.0000	0.0019	0.0000
48	n-Decane	0.0014	0.0000	0.1958	0.0000	0.0003	0.0000
49	n-C11	0.0002	0.0000	0.0258	0.0000	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0001	0.0000	0.0167	0.0000	0.0000	0.0000
51	H2O	0.1694	0.0000	3.0514	0.0000	0.0031	0.0000
52	Total	30581.4996	1.0000	563285.7867	1.0000	1684.6988	1.0000
53	Vapour Phase						
54					Phase Fraction	1.000	
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
56							
59	Methane	25990.4807	0.8499	416962.6850	0.7402	1392.6888	0.8267
60	Ethane	1921.8745	0.0628	57790.5748	0.1026	162.4777	0.0964
61	Propane	470.7235	0.0154	20757.4927	0.0369	40.9678	0.0243
62	i-Butane	58.8349	0.0019	3419.7208	0.0061	6.0853	0.0036
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 2 of 3	

1	<h1>Annexe 4.3</h1> 		Case Name: emptypdf for real.hsc				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Sun May 22 10:34:25 2022				
4							
5							
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (design)			Basis-1			
7	Property Package:			Peng-Robinson			
8	COMPOSITION						
9							
10							
11	Vapour Phase (continued)			Phase Fraction 1.000			
12							
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Butane	77.0830	0.0025	4480.3748	0.0080	7.6821	0.0046
16	i-Pentane	10.9931	0.0004	793.1648	0.0014	1.2722	0.0008
17	n-Pentane	10.0728	0.0003	726.7635	0.0013	1.1541	0.0007
18	n-Hexane	2.8456	0.0001	245.2248	0.0004	0.3701	0.0002
19	n-Heptane	0.5370	0.0000	53.8091	0.0001	0.0783	0.0000
20	n-Octane	0.0756	0.0000	8.6348	0.0000	0.0122	0.0000
21	n-Nonane	0.0107	0.0000	1.3775	0.0000	0.0019	0.0000
22	n-Decane	0.0014	0.0000	0.1958	0.0000	0.0003	0.0000
23	n-C11	0.0002	0.0000	0.0258	0.0000	0.0000	0.0000
24	n-C12	0.0001	0.0000	0.0167	0.0000	0.0000	0.0000
25	H2O	0.1694	0.0000	3.0514	0.0000	0.0031	0.0000
26	Total	30581.4996	1.0000	563285.7867	1.0000	1684.6988	1.0000
27	K VALUE						
28							
29	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY	
30	Nitrogen	---		---		---	
31	CO2	---		---		---	
32	Methane	---		---		---	
33	Ethane	---		---		---	
34	Propane	---		---		---	
35	i-Butane	---		---		---	
36	n-Butane	---		---		---	
37	i-Pentane	---		---		---	
38	n-Pentane	---		---		---	
39	n-Hexane	---		---		---	
40	n-Heptane	---		---		---	
41	n-Octane	---		---		---	
42	n-Nonane	---		---		---	
43	n-Decane	---		---		---	
44	n-C11	---		---		---	
45	n-C12	---		---		---	
46	H2O	---		---		---	
47	UNIT OPERATIONS						
48							
49	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION		
50		Compressor:			K-101		
51	UTILITIES						
52							
53	(No utilities reference this stream)						
54							
55							
56							
57							
58							
59	Pressure Specification	(Inactive)	7216 kPa				
60	Flow Specification	(Inactive)	Molar:	.058e+004 kgmole/h	Mass:	5.633e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 1685 m3/h
61	User Variables						
62							
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 3 of 3	

1	Annexe 5.1 		Case Name:	actuel djaber-calculated by 777.hsc		
2			Unit Set:	SI		
3			Date/Time:	Sun May 22 10:35:16 2022		
4			Fluid Package:	Basis-1		
5			Property Package:	Peng-Robinson		
6	Material Stream: gaz brut (actuel)					
7						
8	CONDITIONS					
9						
10		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
11	Vapour / Phase Fraction	0.9866	0.9866	0.0128	0.0006	
12	Temperature: (C)	40.00 *	40.00	40.00	40.00	
13	Pressure: (kPa)	1.025e+004 *	1.025e+004	1.025e+004	1.025e+004	
14	Molar Flow (kgmole/h)	3.625e+004	3.577e+004	463.3	21.54	
15	Mass Flow (kg/h)	7.340e+005 *	6.989e+005	3.479e+004	388.1	
16	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2087	2031	55.78	0.3889	
17	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.729e+004	-7.587e+004	-1.768e+005	-2.849e+005	
18	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	146.2	146.0	166.9	57.38	
19	Heat Flow (kJ/h)	-2.802e+009	-2.714e+009	-8.191e+007	-6.136e+006	
20	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.542e+005 *	8.430e+005	54.25	0.3824	
21						
22	PROPERTIES					
23						
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
25	Molecular Weight	20.25	19.54	75.09	18.02	
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.913	4.885	8.194	55.46	
27	Mass Density (kg/m3)	99.48	95.45	615.3	999.1	
28	Act. Volume Flow (m3/h)	7379	7322	56.55	0.3884	
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3817	-3883	-2354	-1.581e+004	
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.222	7.474	2.222	3.185	
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	56.92	55.40	173.6	77.52	
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.811	2.835	2.311	4.303	
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.083e+005	8.768e+005	3.380e+006	0.6449	
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.956e+005	9.620e+005	3.634e+006	4.101e+004	
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.917e+004	4.924e+004	4.839e+004	2276	
36	CO2 Loading	---	---	---	---	
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---	1.312e-002	2.575e-003	
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---	2.132e-005	2.578e-006	
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.486e+004	4.488e+004	4.502e+004	3.580e-002	
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9731	0.9731	2.673e-002	1.863e-004	
41	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9521	0.9521	4.740e-002	5.287e-004	
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.9923	0.9923	7.663e-003	5.264e-005	
43	Mass Exergy (kJ/kg)	530.2	---	---	---	
44	Partial Pressure of CO2 (kPa)	21.60	---	---	---	
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	7322	7322	---	---	
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.37	17.61	8.307	55.39	
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	56.92	55.40	173.6	77.52	
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.572e+005	8.457e+005	1.096e+004	509.3	
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	351.7	344.1	623.8	997.9	
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	1.582e-002	---	1.571e-002	1.079e-004	
52	Z Factor	---	0.8057	0.4804	7.098e-002	
53	Watson K	17.37	17.61	13.12	7.601	
54	Cp/(Cp - R)	1.171	1.177	1.050	1.120	
55	Cp/Cv	1.626	1.664	1.354	1.153	
56	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.142e+004	---	---	---	
57	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1641	0.4629	0.6520	
58	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.8593	0.8290	641.4	1015	
59	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.542e+005	8.430e+005	54.25	0.3824	
60	Liquid Fraction	1.337e-002	0.0000	1.000	1.000	
61	Aspen Technology Inc. Aspen HYSYS Version 9 Page 1 of 4					

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 5.2</h1> 		Case Name: actuel djaber-calculated by 777.hsc			
2			Unit Set: SI			
3			Date/Time: Sun May 22 10:35:16 2022			
4			Fluid Package: Basis-1			
5			Property Package: Peng-Robinson			
6	Material Stream: gaz brut (actuel)					
7	PROPERTIES					
8		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
9	Molar Volume (m ³ /kgmole)	0.2035	0.2047	0.1220	1.803e-002	
10	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	564.2	---	---	---	
11	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9866	0.9866	0.0128	0.0006	
12	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	10.32	69.49	
13	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	4.419e-002	9.358e-002	0.6315	
14	Viscosity (cP)	---	1.566e-002	0.2848	0.6514	
15	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	48.61	47.08	165.2	69.21	
16	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.401	2.410	2.201	3.841	
17	Cv (kJ/kgmole-C)	35.01	33.29	128.2	67.23	
18	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.729	1.704	1.707	3.732	
19	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	33.29	138.6	66.44	
20	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.704	1.845	3.688	
21	Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.664	1.252	1.167	
22	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	2198	---	
23	True VP at 37.8 C (kPa)	---	---	1.013e+004	1770	
24	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m ³ /h)	8.430e+005	8.430e+005	54.25	0.3824	
25	Viscosity Index	---	---	---	---	
26	COMPOSITION					
27	Overall Phase					Vapour Fraction 0.9866
28	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m³/h)
29						LIQUID VOLUME FRACTION
30	Nitrogen	2030.2433 *	0.0560 *	56873.2058 *	0.0775 *	70.5296 *
31	CO2	76.1341 *	0.0021 *	3350.6400 *	0.0046 *	4.0597 *
32	Methane	29540.0396 *	0.8148 *	473907.9043 *	0.6456 *	1582.8904 *
33	Ethane	2798.8354 *	0.0772 *	84160.7011 *	0.1147 *	236.6172 *
34	Propane	822.9736 *	0.0227 *	36290.6675 *	0.0494 *	71.6247 *
35	i-Butane	152.2682 *	0.0042 *	8850.4396 *	0.0121 *	15.7491 *
36	n-Butane	261.0313 *	0.0072 *	15172.1821 *	0.0207 *	26.0144 *
37	i-Pentane	72.5087 *	0.0020 *	5231.5744 *	0.0071 *	8.3914 *
38	n-Pentane	90.6359 *	0.0025 *	6539.4681 *	0.0089 *	10.3846 *
39	n-Hexane	97.8867 *	0.0027 *	8435.6730 *	0.0115 *	12.7299 *
40	n-Heptane	47.1306 *	0.0013 *	4722.7266 *	0.0064 *	6.8763 *
41	n-Octane	43.5052 *	0.0012 *	4969.6876 *	0.0068 *	7.0454 *
42	n-Nonane	39.8798 *	0.0011 *	5114.9406 *	0.0070 *	7.1016 *
43	n-Decane	36.2543 *	0.0010 *	5158.4495 *	0.0070 *	7.0401 *
44	n-C11	3.6254 *	0.0001 *	566.7025 *	0.0008 *	0.7629 *
45	n-C12	79.7596 *	0.0022 *	13586.1636 *	0.0185 *	18.0873 *
46	H2O	61.6324 *	0.0017 *	1110.3136 *	0.0015 *	1.1126 *
47	Total	36254.3442	1.0000	734041.4400	1.0000	2087.0171
48	Vapour Phase					Phase Fraction 0.9866
49	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m³/h)
50						LIQUID VOLUME FRACTION
51	Methane	29389.5029	0.8216	471492.8582	0.6747	1574.8239
52	Ethane	2758.0832	0.0771	82935.2863	0.1187	233.1719
53	Propane	797.3546	0.0223	35160.9458	0.0503	69.3951
54	i-Butane	144.2071	0.0040	8381.8917	0.0120	14.9153
55	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 2 of 4	

Annexe 5.3



Case Name: actuel djaber-calculated by 777.hsc
 Unit Set: SI
 Date/Time: Sun May 22 10:35:16 2022

Fluid Package: Basis-1
Material Stream: gaz brut (actuel)
 Property Package: Peng-Robinson

COMPOSITION

Vapour Phase (continued) Phase Fraction 0.9866


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
n-Butane	244.0045	0.0068	14182.5174	0.0203	24.3175	0.0120
i-Pentane	64.6949	0.0018	4667.8041	0.0067	7.4872	0.0037
n-Pentane	79.1440	0.0022	5710.3154	0.0082	9.0679	0.0045
n-Hexane	75.5869	0.0021	6513.9175	0.0093	9.8299	0.0048
n-Heptane	29.8377	0.0008	2989.8818	0.0043	4.3533	0.0021
n-Octane	20.4387	0.0006	2334.7537	0.0033	3.3099	0.0016
n-Nonane	12.7035	0.0004	1629.3354	0.0023	2.2622	0.0011
n-Decane	7.3123	0.0002	1040.4252	0.0015	1.4199	0.0007
n-C11	0.4271	0.0000	66.7675	0.0001	0.0899	0.0000
n-C12	5.7936	0.0002	986.8746	0.0014	1.3138	0.0006
H2O	39.6754	0.0011	714.7567	0.0010	0.7162	0.0004
Total	35769.4668	1.0000	698861.2711	1.0000	2030.8521	1.0000


Liquid Phase Phase Fraction 1.278e-002


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	4.9328	0.0106	138.1833	0.0040	0.1714	0.0031
CO2	0.7417	0.0016	32.6438	0.0009	0.0396	0.0007
Methane	150.5367	0.3249	2415.0459	0.0694	8.0664	0.1446
Ethane	40.7522	0.0880	1225.4148	0.0352	3.4452	0.0618
Propane	25.6190	0.0553	1129.7217	0.0325	2.2297	0.0400
i-Butane	8.0612	0.0174	468.5479	0.0135	0.8338	0.0149
n-Butane	17.0268	0.0367	989.6648	0.0284	1.6969	0.0304
i-Pentane	7.8138	0.0169	563.7704	0.0162	0.9043	0.0162
n-Pentane	11.4919	0.0248	829.1527	0.0238	1.3167	0.0236
n-Hexane	22.2999	0.0481	1921.7555	0.0552	2.9000	0.0520
n-Heptane	17.2930	0.0373	1732.8448	0.0498	2.5230	0.0452
n-Octane	23.0665	0.0498	2634.9339	0.0757	3.7355	0.0670
n-Nonane	27.1763	0.0587	3485.6052	0.1002	4.8395	0.0868
n-Decane	28.9421	0.0625	4118.0243	0.1184	5.6202	0.1008
n-C11	3.1983	0.0069	499.9350	0.0144	0.6730	0.0121
n-C12	73.9660	0.1596	12599.2890	0.3621	16.7734	0.3007
H2O	0.4191	0.0009	7.5497	0.0002	0.0076	0.0001
Total	463.3372	1.0000	34792.0827	1.0000	55.7761	1.0000


Aqueous Phase Phase Fraction 5.941e-004


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Methane	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000


1	Annexe 5.4 		Case Name: actuel djaber-calculated by 777.hsc																																																																											
2			Unit Set: SI																																																																											
3			Date/Time: Sun May 22 10:35:16 2022																																																																											
4			Fluid Package: Basis-1																																																																											
5			Property Package: Peng-Robinson																																																																											
6	Material Stream: gaz brut (actuel)																																																																													
7	COMPOSITION																																																																													
8	Aqueous Phase (continued) Phase Fraction 5.941e-004																																																																													
9	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">COMPONENTS</th> <th style="width: 15%;">MOLAR FLOW (kgmole/h)</th> <th style="width: 15%;">MOLE FRACTION</th> <th style="width: 15%;">MASS FLOW (kg/h)</th> <th style="width: 15%;">MASS FRACTION</th> <th style="width: 15%;">LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)</th> <th style="width: 15%;">LIQUID VOLUME FRACTION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>n-Heptane</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>n-Octane</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>n-Nonane</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>n-Decane</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>n-C11</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>n-C12</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td><td>0.0000</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>21.5379</td><td>0.9999</td><td>388.0072</td><td>0.9998</td><td>0.3888</td><td>0.9997</td></tr> <tr><td>Total</td><td>21.5401</td><td>1.0000</td><td>388.0862</td><td>1.0000</td><td>0.3889</td><td>1.0000</td></tr> </tbody> </table>						COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	H2O	21.5379	0.9999	388.0072	0.9998	0.3888	0.9997	Total	21.5401	1.0000	388.0862	1.0000	0.3889	1.0000									
COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION																																																																								
n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																								
H2O	21.5379	0.9999	388.0072	0.9998	0.3888	0.9997																																																																								
Total	21.5401	1.0000	388.0862	1.0000	0.3889	1.0000																																																																								
10	K VALUE																																																																													
11	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;">COMPONENTS</th> <th style="width: 25%;">MIXED</th> <th style="width: 25%;">LIGHT</th> <th style="width: 25%;">HEAVY</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogen</td><td></td><td>5.564</td><td>984.1</td></tr> <tr><td>CO2</td><td></td><td>1.376</td><td>45.39</td></tr> <tr><td>Methane</td><td></td><td>2.646</td><td>1.026e+006</td></tr> <tr><td>Ethane</td><td></td><td>0.9174</td><td>5.963e+007</td></tr> <tr><td>Propane</td><td></td><td>0.4219</td><td>8.741e+009</td></tr> <tr><td>i-Butane</td><td></td><td>0.2425</td><td>3.403e+012</td></tr> <tr><td>n-Butane</td><td></td><td>0.1943</td><td>2.240e+012</td></tr> <tr><td>i-Pentane</td><td></td><td>0.1122</td><td>1.188e+015</td></tr> <tr><td>n-Pentane</td><td>9.336e-002</td><td>8.921e-002</td><td>1.103e+015</td></tr> <tr><td>n-Hexane</td><td>4.595e-002</td><td>4.391e-002</td><td>8.055e+017</td></tr> <tr><td>n-Heptane</td><td>2.339e-002</td><td>2.235e-002</td><td>9.293e+020</td></tr> <tr><td>n-Octane</td><td>1.201e-002</td><td>1.148e-002</td><td>1.253e+024</td></tr> <tr><td>n-Nonane</td><td>6.337e-003</td><td>6.055e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>n-Decane</td><td>3.425e-003</td><td>3.273e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>n-C11</td><td>1.810e-003</td><td>1.730e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>n-C12</td><td>1.062e-003</td><td>1.015e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>H2O</td><td>2.449e-002</td><td>1.226</td><td>1.109e-003</td></tr> </tbody> </table>						COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY	Nitrogen		5.564	984.1	CO2		1.376	45.39	Methane		2.646	1.026e+006	Ethane		0.9174	5.963e+007	Propane		0.4219	8.741e+009	i-Butane		0.2425	3.403e+012	n-Butane		0.1943	2.240e+012	i-Pentane		0.1122	1.188e+015	n-Pentane	9.336e-002	8.921e-002	1.103e+015	n-Hexane	4.595e-002	4.391e-002	8.055e+017	n-Heptane	2.339e-002	2.235e-002	9.293e+020	n-Octane	1.201e-002	1.148e-002	1.253e+024	n-Nonane	6.337e-003	6.055e-003	---	n-Decane	3.425e-003	3.273e-003	---	n-C11	1.810e-003	1.730e-003	---	n-C12	1.062e-003	1.015e-003	---	H2O	2.449e-002	1.226	1.109e-003
COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY																																																																											
Nitrogen		5.564	984.1																																																																											
CO2		1.376	45.39																																																																											
Methane		2.646	1.026e+006																																																																											
Ethane		0.9174	5.963e+007																																																																											
Propane		0.4219	8.741e+009																																																																											
i-Butane		0.2425	3.403e+012																																																																											
n-Butane		0.1943	2.240e+012																																																																											
i-Pentane		0.1122	1.188e+015																																																																											
n-Pentane	9.336e-002	8.921e-002	1.103e+015																																																																											
n-Hexane	4.595e-002	4.391e-002	8.055e+017																																																																											
n-Heptane	2.339e-002	2.235e-002	9.293e+020																																																																											
n-Octane	1.201e-002	1.148e-002	1.253e+024																																																																											
n-Nonane	6.337e-003	6.055e-003	---																																																																											
n-Decane	3.425e-003	3.273e-003	---																																																																											
n-C11	1.810e-003	1.730e-003	---																																																																											
n-C12	1.062e-003	1.015e-003	---																																																																											
H2O	2.449e-002	1.226	1.109e-003																																																																											
12	UNIT OPERATIONS																																																																													
13	FEED TO		PRODUCT FROM		LOGICAL CONNECTION																																																																									
14	Air cooler: AC-100																																																																													
15	UTILITIES																																																																													
16	(No utilities reference this stream)																																																																													
17	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Pressure Specification</td> <td>(Active): 025e+004 kPa *</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>Flow Specification</td> <td>(Active) Molar: .625e+004 kgmole/h</td> <td>Mass: 7.340e+005 kg/h *</td> <td>Std Ideal Liq Volume: 2087 m3/h</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table>						Pressure Specification	(Active): 025e+004 kPa *					Flow Specification	(Active) Molar: .625e+004 kgmole/h	Mass: 7.340e+005 kg/h *	Std Ideal Liq Volume: 2087 m3/h																																																														
Pressure Specification	(Active): 025e+004 kPa *																																																																													
Flow Specification	(Active) Molar: .625e+004 kgmole/h	Mass: 7.340e+005 kg/h *	Std Ideal Liq Volume: 2087 m3/h																																																																											
18	User Variables																																																																													
19																																																																														
20																																																																														
21																																																																														
22																																																																														
23																																																																														
24																																																																														
25																																																																														
26																																																																														
27																																																																														
28																																																																														
29																																																																														
30																																																																														
31																																																																														
32																																																																														
33																																																																														
34																																																																														
35																																																																														
36																																																																														
37																																																																														
38																																																																														
39																																																																														
40																																																																														
41																																																																														
42																																																																														
43																																																																														
44																																																																														
45																																																																														
46																																																																														
47																																																																														
48																																																																														
49																																																																														
50																																																																														
51																																																																														
52																																																																														
53																																																																														
54																																																																														
55																																																																														
56																																																																														
57																																																																														
58																																																																														
59																																																																														
60																																																																														
61																																																																														
62																																																																														
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 4 of 4																																																																									

1	<h1>Annexe 6.1</h1> 		Case Name:	actuel djaber-calculated by 777.hsc		
2			Unit Set:	SI		
3			Date/Time:	Sun May 22 10:35:36 2022		
4			Fluid Package:	Basis-1		
5			Property Package:	Peng-Robinson		
6	Material Stream: gaz de vente (actuel)					
9	CONDITIONS					
11		Overall	Vapour Phase			
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000			
13	Temperature: (C)	48.88	48.88			
14	Pressure: (kPa)	7085	7085			
15	Molar Flow (kgmole/h)	3.379e+004	3.379e+004			
16	Mass Flow (kg/h)	6.276e+005	6.276e+005			
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	1878	1878			
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.307e+004	-7.307e+004			
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	151.5	151.5			
20	Heat Flow (kJ/h)	-2.469e+009	-2.469e+009			
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	7.966e+005 *	7.966e+005			
22	PROPERTIES					
24		Overall	Vapour Phase			
25	Molecular Weight	18.57	18.57			
26	Molar Density (kgmole/m3)	3.006	3.006			
27	Mass Density (kg/m3)	55.82	55.82			
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1.124e+004	1.124e+004			
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3934	-3934			
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	8.159	8.159			
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	46.98	46.98			
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.530	2.530			
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.317e+005	8.317e+005			
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.138e+005	9.138e+005			
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.921e+004	4.921e+004			
36	CO2 Loading	---	---			
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---			
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---			
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.478e+004	4.478e+004			
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000			
41	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000			
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000			
43	Mass Exergy (kJ/kg)	546.4	---			
44	Partial Pressure of CO2 (kPa)	14.77	---			
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000			
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	1.124e+004	1.124e+004			
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	18.00	18.00			
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	46.98	46.98			
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	7.990e+005	7.990e+005			
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	334.2	334.2			
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---			
52	Z Factor	0.8804	0.8804			
53	Watson K	17.89	17.89			
56	Cp/(Cp - R)	1.215	1.215			
57	Cp/Cv	1.489	1.489			
58	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3745	---			
59	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2523	0.2523			
60	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7878	0.7878			
61	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	7.966e+005	7.966e+005			
62	Liquid Fraction	0.0000	0.0000			
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 1 of 3	

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 6.2</h1> 		Case Name: actuel djaber-calculated by 777.hsc			
2			Unit Set: SI			
3			Date/Time: Sun May 22 10:35:36 2022			
4						
5						
6	Fluid Package: Basis-1					
7	Material Stream: gaz de vente (actuel)					
8	Property Package: Peng-Robinson					
9	PROPERTIES					
10						
11		Overall	Vapour Phase			
12	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3327	0.3327			
13	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	201.7	---			
14	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000			
15	Surface Tension (dyne/cm)	---	---			
16	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.115e-002	4.115e-002			
17	Viscosity (cP)	1.408e-002	1.408e-002			
18	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	38.66	38.66			
19	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.082	2.082			
20	Cv (kJ/kgmole-C)	31.54	31.54			
21	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.699	1.699			
22	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	---			
23	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	---			
24	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---			
25	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---			
26	True VP at 37.8 C (kPa)	---	---			
27	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	7.966e+005	7.966e+005			
28	Viscosity Index	---	---			
29	COMPOSITION					
30						
31	Overall Phase					Vapour Fraction 1.0000
32						
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
34						LIQUID VOLUME FRACTION
35	Nitrogen	2002.7748	0.0593	56103.7315	0.0894	69.5753
36	CO2	70.4394	0.0021	3100.0171	0.0049	3.7561
37	Methane	28517.8353	0.8439	457508.7816	0.7290	1528.1160
38	Ethane	2422.4900	0.0717	72844.0340	0.1161	204.8004
39	Propane	559.8880	0.0166	24689.3808	0.0393	48.7280
40	i-Butane	74.5371	0.0022	4332.3944	0.0069	7.7094
41	n-Butane	105.2101	0.0031	6115.2341	0.0097	10.4852
42	i-Pentane	16.3495	0.0005	1179.6315	0.0019	1.8921
43	n-Pentane	15.5928	0.0005	1125.0391	0.0018	1.7865
44	n-Hexane	5.4079	0.0002	466.0395	0.0007	0.7033
45	n-Heptane	0.6708	0.0000	67.2184	0.0001	0.0979
46	n-Octane	0.1259	0.0000	14.3816	0.0000	0.0204
47	n-Nonane	0.0205	0.0000	2.6255	0.0000	0.0036
48	n-Decane	0.0030	0.0000	0.4322	0.0000	0.0006
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0063	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0002	0.0000	0.0280	0.0000	0.0000
51	H2O	0.3625	0.0000	6.5299	0.0000	0.0065
52	Total	33791.7078	1.0000	627555.5056	1.0000	1877.6814
53	Vapour Phase					Phase Fraction 1.000
54						
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
56						LIQUID VOLUME FRACTION
59	Methane	28517.8353	0.8439	457508.7816	0.7290	1528.1160
60	Ethane	2422.4900	0.0717	72844.0340	0.1161	204.8004
61	Propane	559.8880	0.0166	24689.3808	0.0393	48.7280
62	i-Butane	74.5371	0.0022	4332.3944	0.0069	7.7094
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 2 of 3	

1	<h1>Annexe 6.3</h1> 		Case Name: actuel djaber-calculated by 777.hsc				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Sun May 22 10:35:36 2022				
4							
5							
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (actuel)			Basis-1			
7	Property Package:			Peng-Robinson			
8	COMPOSITION						
9							
10							
11	Vapour Phase (continued)			Phase Fraction 1.000			
12							
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Butane	105.2101	0.0031	6115.2341	0.0097	10.4852	0.0056
16	i-Pentane	16.3495	0.0005	1179.6315	0.0019	1.8921	0.0010
17	n-Pentane	15.5928	0.0005	1125.0391	0.0018	1.7865	0.0010
18	n-Hexane	5.4079	0.0002	466.0395	0.0007	0.7033	0.0004
19	n-Heptane	0.6708	0.0000	67.2184	0.0001	0.0979	0.0001
20	n-Octane	0.1259	0.0000	14.3816	0.0000	0.0204	0.0000
21	n-Nonane	0.0205	0.0000	2.6255	0.0000	0.0036	0.0000
22	n-Decane	0.0030	0.0000	0.4322	0.0000	0.0006	0.0000
23	n-C11	0.0000	0.0000	0.0063	0.0000	0.0000	0.0000
24	n-C12	0.0002	0.0000	0.0280	0.0000	0.0000	0.0000
25	H2O	0.3625	0.0000	6.5299	0.0000	0.0065	0.0000
26	Total	33791.7078	1.0000	627555.5056	1.0000	1877.6814	1.0000
27	K VALUE						
28							
29	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY	
30	Nitrogen	---		---		---	
31	CO2	---		---		---	
32	Methane	---		---		---	
33	Ethane	---		---		---	
34	Propane	---		---		---	
35	i-Butane	---		---		---	
36	n-Butane	---		---		---	
37	i-Pentane	---		---		---	
38	n-Pentane	---		---		---	
39	n-Hexane	---		---		---	
40	n-Heptane	---		---		---	
41	n-Octane	---		---		---	
42	n-Nonane	---		---		---	
43	n-Decane	---		---		---	
44	n-C11	---		---		---	
45	n-C12	---		---		---	
46	H2O	---		---		---	
47	UNIT OPERATIONS						
48							
49	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION		
50		Compressor:			K-101		
51							
52	DYNAMICS						
53							
54	Pressure Specification	(Inactive)	7085 kPa				
55	Flow Specification	(Inactive)	Molar:	.379e+004 kgmole/h	Mass:	6.276e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 1878 m3/h
56							
57	User Variables						
58							
59	Aspen Technology Inc. Aspen HYSYS Version 9 Page 3 of 3						

1	<h1>Annexe 7.1</h1> 		Case Name:	(95).hsc	
2			Unit Set:	NewUser7	
3			Date/Time:	Sun May 22 10:32:56 2022	
4					
5					
6	Fluid Package:		Basis-1		
7	Material Stream: gaz brut (optimisation 95kg/cm2)				
8	Property Package:		Peng-Robinson		
9	CONDITIONS				
10					
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
12	Vapour / Phase Fraction	0.9866	0.9866	0.0129	0.0005
13	Temperature: (C)	40.00 *	40.00	40.00	40.00
14	Pressure: (kg/cm2)	95.00 *	95.00	95.00	95.00
15	Molar Flow (kgmole/h)	3.625e+004	3.577e+004	466.2	19.31
16	Mass Flow (kg/h)	7.340e+005 *	6.976e+005	3.611e+004	347.8
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2087	2029	57.35	0.3485
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.711e+004	-7.565e+004	-1.810e+005	-2.849e+005
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	147.4	147.2	167.2	57.39
20	Heat Flow (kJ/h)	-2.796e+009	-2.706e+009	-8.437e+007	-5.500e+006
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.542e+005 *	8.430e+005	55.69	0.3427
22	PROPERTIES				
23					
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
25	Molecular Weight	20.25	19.50	77.47	18.02
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.407	4.379	8.034	55.44
27	Mass Density (kg/m3)	89.22	85.40	622.4	998.8
28	Act. Volume Flow (m3/h)	8227	8169	58.03	0.3482
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3809	-3879	-2336	-1.581e+004
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.282	7.549	2.159	3.186
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	55.42	53.81	178.2	77.54
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.737	2.759	2.301	4.304
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.083e+005	8.752e+005	3.487e+006	0.6016
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.956e+005	9.603e+005	3.747e+006	4.101e+004
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.917e+004	4.924e+004	4.837e+004	2276
36	CO2 Loading	---	---	---	---
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---	1.221e-002	2.444e-003
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---	1.962e-005	2.447e-006
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.486e+004	4.487e+004	4.501e+004	3.339e-002
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9724	0.9724	2.748e-002	1.670e-004
41	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9503	0.9503	4.920e-002	4.738e-004
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.9929	0.9929	7.053e-003	4.233e-005
43	Mass Exergy (kJ/kg)	521.2	---	---	---
44	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.2003	---	---	---
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	8169	8169	---	---
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.37	17.63	8.129	55.39
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	55.42	53.81	178.2	77.54
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.572e+005	8.457e+005	1.102e+004	456.5
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	351.7	343.7	629.8	997.9
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	1.622e-002	---	1.612e-002	9.673e-005
52	Z Factor	---	0.8172	0.4454	6.454e-002
53	Watson K	17.37	17.62	13.08	7.623
54	Cp/(Cp - R)	1.177	1.183	1.049	1.120
55	Cp/Cv	1.588	1.626	1.346	1.153
56	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.227e+004	---	---	---
57	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1772	0.4746	0.6522
58	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.8593	0.8275	648.4	1015
59	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.542e+005	8.430e+005	55.69	0.3427
60	Liquid Fraction	1.339e-002	0.0000	1.000	1.000
61	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 1 of 4

1	<h1>Annexe 7.2</h1> 	Case Name: (95).hsc
2		Unit Set: NewUser7
3		Date/Time: Sun May 22 10:32:56 2022
4		
5		

6	Fluid Package: Basis-1
7	Material Stream: gaz brut (optimization 95kg/cm2)
8	Property Package: Peng-Robinson

PROPERTIES

	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Molar Volume (m3/kgmole)	0.2269	0.2284	0.1245	1.804e-002
Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	605.9	---	---	---
Phase Fraction [Molar Basis]	0.9866	0.9866	0.0129	0.0005
Surface Tension (dyne/cm)	---	---	10.79	69.49
Thermal Conductivity (W/m-K)	---	4.271e-002	9.485e-002	0.6315
Viscosity (cP)	---	1.513e-002	0.2954	0.6514
Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	47.10	45.49	169.9	69.23
Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.326	2.333	2.193	3.842
Cv (kJ/kgmole-C)	34.89	33.09	132.4	67.24
Mass Cv (kJ/kg-C)	1.723	1.697	1.709	3.732
Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	33.09	142.4	66.45
Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.697	1.839	3.688
Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.626	1.251	1.167
Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	20.29	---
True VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	93.90	15.04
Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	8.430e+005	8.430e+005	55.69	0.3427
Viscosity Index	---	---	---	---

COMPOSITION

Overall Phase	Vapour Fraction	0.9866
----------------------	-----------------	--------

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	2030.2421 *	0.0560 *	56873.1717 *	0.0775 *	70.5295 *	0.0338 *
CO2	76.1341 *	0.0021 *	3350.6380 *	0.0046 *	4.0597 *	0.0019 *
Methane	29540.0219 *	0.8148 *	473907.6203 *	0.6456 *	1582.8894 *	0.7584 *
Ethane	2798.8337 *	0.0772 *	84160.6507 *	0.1147 *	236.6170 *	0.1134 *
Propane	822.9731 *	0.0227 *	36290.6457 *	0.0494 *	71.6247 *	0.0343 *
i-Butane	152.2682 *	0.0042 *	8850.4343 *	0.0121 *	15.7491 *	0.0075 *
n-Butane	261.0311 *	0.0072 *	15172.1731 *	0.0207 *	26.0144 *	0.0125 *
i-Pentane	72.5086 *	0.0020 *	5231.5713 *	0.0071 *	8.3914 *	0.0040 *
n-Pentane	90.6358 *	0.0025 *	6539.4641 *	0.0089 *	10.3846 *	0.0050 *
n-Hexane	97.8867 *	0.0027 *	8435.6679 *	0.0115 *	12.7299 *	0.0061 *
n-Heptane	47.1306 *	0.0013 *	4722.7238 *	0.0064 *	6.8763 *	0.0033 *
n-Octane	43.5052 *	0.0012 *	4969.6846 *	0.0068 *	7.0454 *	0.0034 *
n-Nonane	39.8798 *	0.0011 *	5114.9376 *	0.0070 *	7.1016 *	0.0034 *
n-Decane	36.2543 *	0.0010 *	5158.4464 *	0.0070 *	7.0401 *	0.0034 *
n-C11	3.6254 *	0.0001 *	566.7022 *	0.0008 *	0.7629 *	0.0004 *
n-C12	79.7595 *	0.0022 *	13586.1554 *	0.0185 *	18.0873 *	0.0087 *
H2O	61.6323 *	0.0017 *	1110.3129 *	0.0015 *	1.1126 *	0.0005 *
Total	36254.3224	1.0000	734041.0000	1.0000	2087.0159	1.0000

Vapour Phase	Phase Fraction	0.9866
---------------------	----------------	--------

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Methane	29399.4952	0.8219	471653.1640	0.6761	1575.3594	0.7763
Ethane	2758.9082	0.0771	82960.0963	0.1189	233.2417	0.1149
Propane	796.9344	0.0223	35142.4176	0.0504	69.3585	0.0342
i-Butane	143.8537	0.0040	8361.3539	0.0120	14.8788	0.0073

Annexe 7.3



Case Name:	(95).hsc
Unit Set:	NewUser7
Date/Time:	Sun May 22 10:32:56 2022

Fluid Package:	Basis-1
Material Stream: gaz brut (optimization 95kg/cm2)	
Property Package:	Peng-Robinson

COMPOSITION

Vapour Phase (continued)	Phase Fraction	0.9866
---------------------------------	----------------	--------

COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
n-Butane	243.1225	0.0068	14131.2495	0.0203	24.2296	0.0119
i-Pentane	64.0977	0.0018	4624.7119	0.0066	7.4180	0.0037
n-Pentane	78.2081	0.0022	5642.7929	0.0081	8.9607	0.0044
n-Hexane	73.3603	0.0021	6322.0333	0.0091	9.5403	0.0047
n-Heptane	28.0584	0.0008	2811.5907	0.0040	4.0937	0.0020
n-Octane	18.3562	0.0005	2096.8705	0.0030	2.9727	0.0015
n-Nonane	10.8245	0.0003	1388.3434	0.0020	1.9276	0.0009
n-Decane	5.9132	0.0002	841.3546	0.0012	1.1483	0.0006
n-C11	0.3285	0.0000	51.3425	0.0001	0.0691	0.0000
n-C12	4.2792	0.0001	728.9231	0.0010	0.9704	0.0005
H2O	41.9056	0.0012	754.9328	0.0011	0.7565	0.0004
Total	35768.8461	1.0000	697578.6542	1.0000	2029.3213	1.0000


Liquid Phase	Phase Fraction	1.286e-002
---------------------	----------------	------------


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	4.4654	0.0096	125.0879	0.0035	0.1551	0.0027
CO2	0.7085	0.0015	31.1789	0.0009	0.0378	0.0007
Methane	140.5267	0.3014	2254.4560	0.0624	7.5301	0.1313
Ethane	39.9255	0.0856	1200.5543	0.0332	3.3753	0.0589
Propane	26.0387	0.0559	1148.2281	0.0318	2.2662	0.0395
i-Butane	8.4144	0.0181	489.0803	0.0135	0.8703	0.0152
n-Butane	17.9087	0.0384	1040.9236	0.0288	1.7848	0.0311
i-Pentane	8.4110	0.0180	606.8594	0.0168	0.9734	0.0170
n-Pentane	12.4277	0.0267	896.6712	0.0248	1.4239	0.0248
n-Hexane	24.5264	0.0526	2113.6346	0.0585	3.1896	0.0556
n-Heptane	19.0722	0.0409	1911.1330	0.0529	2.7826	0.0485
n-Octane	25.1489	0.0539	2872.8141	0.0795	4.0727	0.0710
n-Nonane	29.0552	0.0623	3726.5942	0.1032	5.1741	0.0902
n-Decane	30.3412	0.0651	4317.0918	0.1195	5.8919	0.1027
n-C11	3.2970	0.0071	515.3597	0.0143	0.6938	0.0121
n-C12	75.4803	0.1619	12857.2323	0.3560	17.1168	0.2985
H2O	0.4235	0.0009	7.6296	0.0002	0.0076	0.0001
Total	466.1711	1.0000	36114.5294	1.0000	57.3460	1.0000

Aqueous Phase	Phase Fraction	5.325e-004
----------------------	----------------	------------


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Methane	0.0000	0.0000	0.0002	0.0000	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000


1	Annexe 7.4 			Case Name: (95).hsc				
2				Unit Set: NewUser7				
3				Date/Time: Sun May 22 10:32:56 2022				
4								
5								
6	Fluid Package: Material Stream: gaz brut (optimization 95kg/cm2)			Basis-1				
7	Property Package:			Peng-Robinson				
8	COMPOSITION							
9								
10								
11	Aqueous Phase (continued)			Phase Fraction 5.325e-004				
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14								
15	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
16	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
17	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
18	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
19	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
20	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
21	H2O	19.3033	0.9999	347.7505	0.9998	0.3485	0.9998	
22	Total	19.3052	1.0000	347.8164	1.0000	0.3485	1.0000	
23	K VALUE							
24								
25	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY		
26	Nitrogen	6.156		5.913		1082		
27	CO2	1.443		1.388		47.83		
28	Methane	2.840		2.727		1.100e+006		
29	Ethane	0.9379		0.9006		6.119e+007		
30	Propane	0.4154		0.3989		8.654e+009		
31	i-Butane	0.2320		0.2228		3.275e+012		
32	n-Butane	0.1843		0.1769		2.140e+012		
33	i-Pentane	0.1034		9.932e-002		1.103e+015		
34	n-Pentane	8.541e-002		8.202e-002		1.018e+015		
35	n-Hexane	4.060e-002		3.898e-002		7.183e+017		
36	n-Heptane	1.997e-002		1.917e-002		8.011e+020		
37	n-Octane	9.907e-003		9.513e-003		1.043e+024		
38	n-Nonane	5.056e-003		4.855e-003		---		
39	n-Decane	2.645e-003		2.540e-003		---		
40	n-C11	1.352e-003		1.298e-003		---		
41	n-C12	7.695e-004		7.389e-004		---		
42	H2O	2.883e-002		1.290		1.172e-003		
43	UNIT OPERATIONS							
44								
45	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION			
46	Air cooler:	AC-100						
47	UTILITIES							
48								
49	(No utilities reference this stream)							
50								
51								
52								
53	Pressure Specification	(Active): 95.00 kg/cm2 *						
54	Flow Specification	(Active) Molar:	.625e+004 kgmole/h	Mass:	7.340e+005 kg/h *	Std Ideal Liq Volume:	2087 m3/h	
55	User Variables							
56								
57								
58								
59								
60								
61								
62								
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 4 of 4		

1	<h1>Annexe 8.1</h1> 			Case Name:	(95).hsc
2				Unit Set:	NewUser7
3				Date/Time:	Sun May 22 10:32:39 2022
4				Fluid Package:	Basis-1
5				Property Package:	Peng-Robinson
6	Material Stream: gaz de vente (optimization 95 kg/cm2)				
7	CONDITIONS				
8		Overall	Vapour Phase		
9	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
10	Temperature: (C)	34.64	34.64		
11	Pressure: (kg/cm2)	70.62	70.62		
12	Molar Flow (kgmole/h)	3.444e+004	3.444e+004		
13	Mass Flow (kg/h)	6.459e+005	6.459e+005		
14	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	1923	1923		
15	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.403e+004	-7.403e+004		
16	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	149.7	149.7		
17	Heat Flow (kJ/h)	-2.549e+009	-2.549e+009		
18	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.118e+005 *	8.118e+005		
19	PROPERTIES				
20		Overall	Vapour Phase		
21	Molecular Weight	18.76	18.76		
22	Molar Density (kgmole/m3)	3.159	3.159		
23	Mass Density (kg/m3)	59.26	59.26		
24	Act. Volume Flow (m3/h)	1.090e+004	1.090e+004		
25	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3947	-3947		
26	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.981	7.981		
27	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	47.99	47.99		
28	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.559	2.559		
29	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.410e+005	8.410e+005		
30	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.238e+005	9.238e+005		
31	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.925e+004	4.925e+004		
32	CO2 Loading	---	---		
33	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---		
34	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---		
35	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.484e+004	4.484e+004		
36	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000		
37	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000		
38	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000		
39	Mass Exergy (kJ/kg)	536.0	---		
40	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.1485	---		
41	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
42	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	1.090e+004	1.090e+004		
43	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.91	17.91		
44	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	47.99	47.99		
45	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.142e+005	8.142e+005		
46	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	335.9	335.9		
47	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---		
48	Z Factor	0.8566	0.8566		
49	Watson K	17.85	17.85		
50	Cp/(Cp - R)	1.210	1.210		
51	Cp/Cv	1.537	1.537		
52	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3945	---		
53	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2316	0.2316		
54	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7957	0.7957		
55	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.118e+005	8.118e+005		
56	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
57	Aspen Technology Inc.			Aspen HYSYS Version 9	
58				Page 1 of 3	

1	<h1>Annexe 8.2</h1> 		Case Name: (95).hsc				
2			Unit Set: NewUser7				
3			Date/Time: Sun May 22 10:32:39 2022				
4							
5							
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (optimization 95 kg/cm2)			Basis-1			
7	Property Package:			Peng-Robinson			
8	PROPERTIES						
9							
10		Overall	Vapour Phase				
11	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3165	0.3165				
12	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	210.3	---				
13	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000				
14	Surface Tension (dyne/cm)	---	---				
15	Thermal Conductivity (W/m-K)	3.939e-002	3.939e-002				
16	Viscosity (cP)	1.373e-002	1.373e-002				
17	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	39.68	39.68				
18	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.115	2.115				
19	Cv (kJ/kgmole-C)	31.23	31.23				
20	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.665	1.665				
21	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	---				
22	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	---				
23	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---				
24	Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---				
25	True VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---				
26	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	8.118e+005	8.118e+005				
27	Viscosity Index	---	---				
28	COMPOSITION						
29							
30							
31	Overall Phase			Vapour Fraction 1.0000			
32							
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
34							
35	Nitrogen	2011.5099	0.0584	56348.4286	0.0872	69.8788	0.0363
36	CO2	72.3953	0.0021	3186.0976	0.0049	3.8604	0.0020
37	Methane	28855.4446	0.8379	462925.0139	0.7167	1546.2067	0.8041
38	Ethane	2554.1852	0.0742	76804.0946	0.1189	215.9341	0.1123
39	Propane	645.4836	0.0187	28463.8913	0.0441	56.1775	0.0292
40	i-Butane	95.5118	0.0028	5551.5259	0.0086	9.8788	0.0051
41	n-Butane	142.1522	0.0041	8262.4532	0.0128	14.1669	0.0074
42	i-Pentane	24.6452	0.0007	1778.1747	0.0028	2.8522	0.0015
43	n-Pentane	24.2979	0.0007	1753.1172	0.0027	2.7839	0.0014
44	n-Hexane	8.5277	0.0002	734.8988	0.0011	1.1090	0.0006
45	n-Heptane	0.9299	0.0000	93.1833	0.0001	0.1357	0.0001
46	n-Octane	0.1414	0.0000	16.1568	0.0000	0.0229	0.0000
47	n-Nonane	0.0185	0.0000	2.3733	0.0000	0.0033	0.0000
48	n-Decane	0.0023	0.0000	0.3222	0.0000	0.0004	0.0000
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0040	0.0000	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0001	0.0000	0.0154	0.0000	0.0000	0.0000
51	H2O	0.6476	0.0000	11.6669	0.0000	0.0117	0.0000
52	Total	34435.8932	1.0000	645931.4178	1.0000	1923.0222	1.0000
53	Vapour Phase			Phase Fraction 1.000			
54							
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
56							
59	Methane	28855.4446	0.8379	462925.0139	0.7167	1546.2067	0.8041
60	Ethane	2554.1852	0.0742	76804.0946	0.1189	215.9341	0.1123
61	Propane	645.4836	0.0187	28463.8913	0.0441	56.1775	0.0292
62	i-Butane	95.5118	0.0028	5551.5259	0.0086	9.8788	0.0051
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 2 of 3	

1	<h1>Annexe 8.3</h1> 			Case Name: (95).hsc			
2				Unit Set: NewUser7			
3				Date/Time: Sun May 22 10:32:39 2022			
4							
5							
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (optimization 95 kg/cm2)			Basis-1			
7	Property Package:			Peng-Robinson			
8	COMPOSITION						
9							
10							
11	Vapour Phase (continued)			Phase Fraction 1.000			
12							
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Butane	142.1522	0.0041	8262.4532	0.0128	14.1669	0.0074
16	i-Pentane	24.6452	0.0007	1778.1747	0.0028	2.8522	0.0015
17	n-Pentane	24.2979	0.0007	1753.1172	0.0027	2.7839	0.0014
18	n-Hexane	8.5277	0.0002	734.8988	0.0011	1.1090	0.0006
19	n-Heptane	0.9299	0.0000	93.1833	0.0001	0.1357	0.0001
20	n-Octane	0.1414	0.0000	16.1568	0.0000	0.0229	0.0000
21	n-Nonane	0.0185	0.0000	2.3733	0.0000	0.0033	0.0000
22	n-Decane	0.0023	0.0000	0.3222	0.0000	0.0004	0.0000
23	n-C11	0.0000	0.0000	0.0040	0.0000	0.0000	0.0000
24	n-C12	0.0001	0.0000	0.0154	0.0000	0.0000	0.0000
25	H2O	0.6476	0.0000	11.6669	0.0000	0.0117	0.0000
26	Total	34435.8932	1.0000	645931.4178	1.0000	1923.0222	1.0000
27	K VALUE						
28							
29	COMPONENTS		MIXED		LIGHT		HEAVY
30		Nitrogen		---		---	---
31		CO2		---		---	---
32		Methane		---		---	---
33		Ethane		---		---	---
34		Propane		---		---	---
35		i-Butane		---		---	---
36		n-Butane		---		---	---
37		i-Pentane		---		---	---
38		n-Pentane		---		---	---
39		n-Hexane		---		---	---
40		n-Heptane		---		---	---
41		n-Octane		---		---	---
42		n-Nonane		---		---	---
43		n-Decane		---		---	---
44		n-C11		---		---	---
45		n-C12		---		---	---
46		H2O		---		---	---
47	UNIT OPERATIONS						
48							
49	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION		
50		Compressor:			K-101		
51							
52							
53	DYNAMICS						
54							
55	Pressure Specification	(Inactive) 70.62 kg/cm2					
56	Flow Specification	(Inactive) Molar:	.444e+004 kgmole/h	Mass:	6.459e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 1923 m3/h	
57	User Variables						
58							
59							
60							
61							
62							
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 3 of 3	

1			Case Name:	(100).hsc		
2	<h1>Annexe 9.1</h1> 	Unit Set:		NewUser7		
3		Date/Time:		Sun May 22 10:36:31 2022		
4		Fluid Package:		Basis-1		
5	Material Stream: gaz brut (optimization kg/cm2)					
6	Property Package:		Peng-Robinson			
7	CONDITIONS					
8		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
9	Vapour / Phase Fraction	0.9866	0.9866	0.0128	0.0006	
10	Temperature: (C)	40.00 *	40.00	40.00	40.00	
11	Pressure: (kg/cm2)	100.0 *	100.0	100.0	100.0	
12	Molar Flow (kgmole/h)	3.625e+004	3.577e+004	465.5	20.54	
13	Molar Flow (kg/h)	7.340e+005 *	6.982e+005	3.546e+004	370.1	
14	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2087	2030	56.60	0.3709	
15	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.720e+004	-7.576e+004	-1.787e+005	-2.849e+005	
16	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	146.8	146.6	167.0	57.39	
17	Heat Flow (kJ/h)	-2.799e+009	-2.710e+009	-8.319e+007	-5.852e+006	
18	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.542e+005 *	8.430e+005	55.01	0.3647	
19	PROPERTIES					
20		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
21	Molecular Weight	20.25	19.52	76.18	18.02	
22	Molar Density (kgmole/m3)	4.673	4.645	8.120	55.45	
23	Mass Density (kg/m3)	94.61	90.67	618.6	999.0	
24	Act. Volume Flow (m3/h)	7759	7701	57.33	0.3705	
25	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3813	-3881	-2346	-1.581e+004	
26	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.250	7.509	2.192	3.185	
27	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	56.22	54.65	175.7	77.53	
28	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.777	2.800	2.306	4.303	
29	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.083e+005	8.760e+005	3.429e+006	0.6247	
30	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.956e+005	9.611e+005	3.686e+006	4.101e+004	
31	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.917e+004	4.924e+004	4.838e+004	2276	
32	CO2 Loading	---	---	---	---	
33	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---	1.270e-002	2.515e-003	
34	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---	2.052e-005	2.517e-006	
35	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.486e+004	4.488e+004	4.501e+004	3.467e-002	
36	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9727	0.9727	2.712e-002	1.777e-004	
37	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9512	0.9512	4.831e-002	5.042e-004	
38	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.9926	0.9926	7.389e-003	4.775e-005	
39	Mass Exergy (kJ/kg)	526.1	---	---	---	
40	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.2108	---	---	---	
41	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
42	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	7701	7701	---	---	
43	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.37	17.62	8.224	55.39	
44	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	56.22	54.65	175.7	77.53	
45	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.572e+005	8.457e+005	1.101e+004	485.7	
46	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	351.7	343.9	626.6	997.9	
47	Act. Liq. Flow (m3/s)	1.603e-002	---	1.593e-002	1.029e-004	
48	Z Factor	---	0.8109	0.4639	6.793e-002	
49	Watson K	17.37	17.61	13.10	7.612	
50	Cp/(Cp - R)	1.174	1.179	1.050	1.120	
51	Cp/Cv	1.608	1.646	1.351	1.153	
52	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.189e+004	---	---	---	
53	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1699	0.4682	0.6521	
54	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.8593	0.8283	644.7	1015	
55	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.542e+005	8.430e+005	55.01	0.3647	
56	Liquid Fraction	1.341e-002	0.0000	1.000	1.000	
57	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 1 of 4	

1	Annexe 9.2 						Case Name: (100).hsc	
2							Unit Set: NewUser7	
3							Date/Time: Sun May 22 10:36:31 2022	
4								
5								
6	Fluid Package: Basis-1							
7	Material Stream: gaz brut (optimization 100kg/cm2)							
8	Property Package: Peng-Robinson							
9	PROPERTIES							
10								
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase			
12	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2140	0.2153	0.1232	1.803e-002			
13	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	587.1	---	---	---			
14	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9866	0.9866	0.0128	0.0006			
15	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	10.54	69.49			
16	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	4.342e-002	9.416e-002	0.6315			
17	Viscosity (cP)	---	1.541e-002	0.2896	0.6514			
18	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	47.90	46.33	167.4	69.22			
19	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.366	2.374	2.197	3.842			
20	Cv (kJ/kgmole-C)	34.95	33.19	130.1	67.23			
21	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.726	1.701	1.708	3.732			
22	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	33.20	140.3	66.44			
23	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.701	1.842	3.688			
24	Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.646	1.252	1.167			
25	Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	21.41	---			
26	True VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	98.86	16.59			
27	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	8.430e+005	8.430e+005	55.01	0.3647			
28	Viscosity Index	---	---	---	---			
29	COMPOSITION							
30								
31	Overall Phase						Vapour Fraction 0.9866	
32								
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
34								
35	Nitrogen	2030.2421 *	0.0560 *	56873.1717 *	0.0775 *	70.5295 *	0.0338 *	
36	CO2	76.1341 *	0.0021 *	3350.6380 *	0.0046 *	4.0597 *	0.0019 *	
37	Methane	29540.0219 *	0.8148 *	473907.6203 *	0.6456 *	1582.8894 *	0.7584 *	
38	Ethane	2798.8337 *	0.0772 *	84160.6507 *	0.1147 *	236.6170 *	0.1134 *	
39	Propane	822.9731 *	0.0227 *	36290.6457 *	0.0494 *	71.6247 *	0.0343 *	
40	i-Butane	152.2682 *	0.0042 *	8850.4343 *	0.0121 *	15.7491 *	0.0075 *	
41	n-Butane	261.0311 *	0.0072 *	15172.1731 *	0.0207 *	26.0144 *	0.0125 *	
42	i-Pentane	72.5086 *	0.0020 *	5231.5713 *	0.0071 *	8.3914 *	0.0040 *	
43	n-Pentane	90.6358 *	0.0025 *	6539.4641 *	0.0089 *	10.3846 *	0.0050 *	
44	n-Hexane	97.8867 *	0.0027 *	8435.6679 *	0.0115 *	12.7299 *	0.0061 *	
45	n-Heptane	47.1306 *	0.0013 *	4722.7238 *	0.0064 *	6.8763 *	0.0033 *	
46	n-Octane	43.5052 *	0.0012 *	4969.6846 *	0.0068 *	7.0454 *	0.0034 *	
47	n-Nonane	39.8798 *	0.0011 *	5114.9376 *	0.0070 *	7.1016 *	0.0034 *	
48	n-Decane	36.2543 *	0.0010 *	5158.4464 *	0.0070 *	7.0401 *	0.0034 *	
49	n-C11	3.6254 *	0.0001 *	566.7022 *	0.0008 *	0.7629 *	0.0004 *	
50	n-C12	79.7595 *	0.0022 *	13586.1554 *	0.0185 *	18.0873 *	0.0087 *	
51	H2O	61.6323 *	0.0017 *	1110.3129 *	0.0015 *	1.1126 *	0.0005 *	
52	Total	36254.3224	1.0000	734041.0000	1.0000	2087.0159	1.0000	
53	Vapour Phase						Phase Fraction 0.9866	
54								
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
56								
59	Methane	29393.8737	0.8218	471562.9796	0.6754	1575.0582	0.7759	
60	Ethane	2758.3599	0.0771	82943.6085	0.1188	233.1953	0.1149	
61	Propane	797.0868	0.0223	35149.1375	0.0503	69.3717	0.0342	
62	i-Butane	144.0208	0.0040	8371.0647	0.0120	14.8960	0.0073	
63	Aspen Technology Inc.				Aspen HYSYS Version 9		Page 2 of 4	

Fluid Package: Material Stream: gaz brut (optimization 100kg/cm2)	Basis-1
Property Package:	Peng-Robinson

COMPOSITION

Vapour Phase (continued) Phase Fraction 0.9866


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
n-Butane	243.5488	0.0068	14156.0300	0.0203	24.2721	0.0120
i-Pentane	64.3987	0.0018	4646.4313	0.0067	7.4529	0.0037
n-Pentane	78.6825	0.0022	5677.0182	0.0081	9.0150	0.0044
n-Hexane	74.5083	0.0021	6420.9706	0.0092	9.6896	0.0048
n-Heptane	28.9783	0.0008	2903.7680	0.0042	4.2279	0.0021
n-Octane	19.4247	0.0005	2218.9248	0.0032	3.1457	0.0015
n-Nonane	11.7758	0.0003	1510.3540	0.0022	2.0970	0.0010
n-Decane	6.6113	0.0002	940.6878	0.0013	1.2838	0.0006
n-C11	0.3770	0.0000	58.9303	0.0001	0.0793	0.0000
n-C12	5.0162	0.0001	854.4502	0.0012	1.1375	0.0006
H2O	40.6707	0.0011	732.6862	0.0010	0.7342	0.0004
Total	35768.2597	1.0000	698206.5233	1.0000	2030.0427	1.0000


Liquid Phase Phase Fraction 1.284e-002


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Nitrogen	4.7200	0.0101	132.2207	0.0037	0.1640	0.0029
CO2	0.7279	0.0016	32.0347	0.0009	0.0388	0.0007
Methane	146.1482	0.3139	2344.6404	0.0661	7.8313	0.1384
Ethane	40.4738	0.0869	1217.0422	0.0343	3.4217	0.0605
Propane	25.8863	0.0556	1141.5083	0.0322	2.2529	0.0398
i-Butane	8.2474	0.0177	479.3695	0.0135	0.8530	0.0151
n-Butane	17.4823	0.0376	1016.1431	0.0287	1.7423	0.0308
i-Pentane	8.1099	0.0174	585.1400	0.0165	0.9386	0.0166
n-Pentane	11.9533	0.0257	862.4459	0.0243	1.3696	0.0242
n-Hexane	23.3784	0.0502	2014.6973	0.0568	3.0403	0.0537
n-Heptane	18.1523	0.0390	1818.9558	0.0513	2.6484	0.0468
n-Octane	24.0805	0.0517	2750.7598	0.0776	3.8997	0.0689
n-Nonane	28.1039	0.0604	3604.5835	0.1016	5.0046	0.0884
n-Decane	29.6430	0.0637	4217.7586	0.1189	5.7563	0.1017
n-C11	3.2484	0.0070	507.7720	0.0143	0.6835	0.0121
n-C12	74.7433	0.1606	12731.7052	0.3590	16.9497	0.2995
H2O	0.4220	0.0009	7.6015	0.0002	0.0076	0.0001
Total	465.5209	1.0000	35464.3785	1.0000	56.6024	1.0000

Aqueous Phase Phase Fraction 5.666e-004


COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
Methane	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000


1	<h1>Annexe 9.4</h1> 			Case Name: (100).hsc				
2				Unit Set: NewUser7				
3				Date/Time: Sun May 22 10:36:31 2022				
4								
5								
6	Fluid Package: Material Stream: gaz brut (optimization 100kg/cm2)			Basis-1				
7	Property Package:			Peng-Robinson				
8	COMPOSITION							
9								
10								
11	Aqueous Phase (continued)			Phase Fraction 5.666e-004				
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14								
15	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
16	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
17	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
18	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
19	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
20	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
21	H2O	20.5397	0.9999	370.0252	0.9998	0.3708	0.9998	
22	Total	20.5418	1.0000	370.0982	1.0000	0.3709	1.0000	
23	K VALUE							
24								
25	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY		
26		Nitrogen		5.830		5.585 1028		
27		CO2		1.406		1.348 46.48		
28		Methane		2.733		2.618 1.059e+006		
29		Ethane		0.9261		0.8870 6.031e+007		
30		Propane		0.4184		0.4008 8.693e+009		
31		i-Butane		0.2373		0.2273 3.339e+012		
32		n-Butane		0.1893		0.1813 2.190e+012		
33		i-Pentane		0.1079		0.1033 1.146e+015		
34		n-Pentane		8.945e-002		8.567e-002 1.061e+015		
35		n-Hexane		4.331e-002		4.148e-002 7.626e+017		
36		n-Heptane		2.169e-002		2.078e-002 8.659e+020		
37		n-Octane		1.096e-002		1.050e-002 1.149e+024		
38		n-Nonane		5.694e-003		5.453e-003 ---		
39		n-Decane		3.031e-003		2.903e-003 ---		
40		n-C11		1.577e-003		1.510e-003 ---		
41		n-C12		9.120e-004		8.735e-004 ---		
42		H2O		2.637e-002		1.254 1.137e-003		
43	UNIT OPERATIONS							
44								
45	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION			
46	Air cooler:	AC-100						
47	UTILITIES							
48								
49	(No utilities reference this stream)							
50								
51								
52								
53								
54								
55	Pressure Specification	(Active): 100.0 kg/cm2 *						
56	Flow Specification	(Active) Molar:	.625e+004 kgmole/h	Mass:	7.340e+005 kg/h *	Std Ideal Liq Volume:	2087 m3/h	
57	User Variables							
58								
59								
60								
61								
62								
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 4 of 4		

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 10.1</h1> 			Case Name:	(100).hsc
2				Unit Set:	NewUser7
3				Date/Time:	Sun May 22 10:36:48 2022
4					
5					
6	Fluid Package:				Basis-1
7	Material Stream: gaz de vente (optimisation 100 kg/cm2)				
8	Property Package:				Peng-Robinson
9	CONDITIONS				
10					
11		Overall	Vapour Phase		
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000		
13	Temperature: (C)	35.27	35.27		
14	Pressure: (kg/cm2)	72.75	72.75		
15	Molar Flow (kgmole/h)	3.417e+004	3.417e+004		
16	Mass Flow (kg/h)	6.382e+005	6.382e+005		
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	1904	1904		
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.390e+004	-7.390e+004		
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	149.4	149.4		
20	Heat Flow (kJ/h)	-2.525e+009	-2.525e+009		
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.055e+005 *	8.055e+005		
22	PROPERTIES				
23					
24		Overall	Vapour Phase		
25	Molecular Weight	18.68	18.68		
26	Molar Density (kgmole/m3)	3.251	3.251		
27	Mass Density (kg/m3)	60.72	60.72		
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1.051e+004	1.051e+004		
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3957	-3957		
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	8.000	8.000		
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	48.05	48.05		
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.572	2.572		
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.371e+005	8.371e+005		
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.196e+005	9.196e+005		
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.923e+004	4.923e+004		
36	CO2 Loading	---	---		
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---		
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---		
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.481e+004	4.481e+004		
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000		
41	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000		
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000		
43	Mass Exergy (kJ/kg)	541.9	---		
44	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.1525	---		
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000		
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	1.051e+004	1.051e+004		
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.94	17.94		
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	48.05	48.05		
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.079e+005	8.079e+005		
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	335.2	335.2		
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---		
52	Z Factor	0.8559	0.8559		
53	Watson K	17.87	17.87		
56	Cp/(Cp - R)	1.209	1.209		
57	Cp/Cv	1.542	1.542		
58	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3972	---		
59	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2275	0.2275		
60	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7923	0.7923		
61	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.055e+005	8.055e+005		
62	Liquid Fraction	0.0000	0.0000		
63	Aspen Technology Inc.			Aspen HYSYS Version 9	

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 10.2</h1> 						Case Name: (100).hsc	
2							Unit Set: NewUser7	
3							Date/Time: Sun May 22 10:36:48 2022	
4								
5								
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (optimisation 100 kg/cm2)						Basis-1	
7	Property Package:						Peng-Robinson	
8	PROPERTIES							
9								
10								
11		Overall		Vapour Phase				
12	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3076		0.3076				
13	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)		212.7		---			
14	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000		1.0000				
15	Surface Tension (dyne/cm)		---		---			
16	Thermal Conductivity (W/m-K)	3.974e-002		3.974e-002				
17	Viscosity (cP)	1.381e-002		1.381e-002				
18	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)		39.73		39.73			
19	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)		2.127		2.127			
20	Cv (kJ/kgmole-C)		31.15		31.15			
21	Mass Cv (kJ/kg-C)		1.668		1.668			
22	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)		---		---			
23	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)		---		---			
24	Cp/Cv (Ent. Method)		---		---			
25	Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)		---		---			
26	True VP at 37.8 C (kg/cm2)		---		---			
27	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	8.055e+005		8.055e+005				
28	Viscosity Index		---		---			
29	COMPOSITION							
30								
31	Overall Phase						Vapour Fraction 1.0000	
32								
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
34								
35	Nitrogen	2007.7131	0.0588	56242.0675	0.0881	69.7469	0.0366	
36	CO2	71.6127	0.0021	3151.6519	0.0049	3.8186	0.0020	
37	Methane	28715.0675	0.8404	460672.9583	0.7218	1538.6846	0.8080	
38	Ethane	2502.2187	0.0732	75241.4678	0.1179	211.5408	0.1111	
39	Propane	611.0598	0.0179	26945.9039	0.0422	53.1815	0.0279	
40	i-Butane	86.6021	0.0025	5033.6593	0.0079	8.9572	0.0047	
41	n-Butane	125.9260	0.0037	7319.3244	0.0115	12.5498	0.0066	
42	i-Pentane	20.6926	0.0006	1492.9925	0.0023	2.3948	0.0013	
43	n-Pentane	20.0155	0.0006	1444.1353	0.0023	2.2933	0.0012	
44	n-Hexane	6.8291	0.0002	588.5163	0.0009	0.8881	0.0005	
45	n-Heptane	0.7665	0.0000	76.8055	0.0001	0.1118	0.0001	
46	n-Octane	0.1242	0.0000	14.1892	0.0000	0.0201	0.0000	
47	n-Nonane	0.0174	0.0000	2.2362	0.0000	0.0031	0.0000	
48	n-Decane	0.0023	0.0000	0.3242	0.0000	0.0004	0.0000	
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0042	0.0000	0.0000	0.0000	
50	n-C12	0.0001	0.0000	0.0174	0.0000	0.0000	0.0000	
51	H2O	0.4977	0.0000	8.9656	0.0000	0.0090	0.0000	
52	Total	34169.1452	1.0000	638235.2194	1.0000	1904.2001	1.0000	
53	Vapour Phase						Phase Fraction 1.000	
54								
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
56								
59	Methane	28715.0675	0.8404	460672.9583	0.7218	1538.6846	0.8080	
60	Ethane	2502.2187	0.0732	75241.4678	0.1179	211.5408	0.1111	
61	Propane	611.0598	0.0179	26945.9039	0.0422	53.1815	0.0279	
62	i-Butane	86.6021	0.0025	5033.6593	0.0079	8.9572	0.0047	
63	Aspen Technology Inc.				Aspen HYSYS Version 9		Page 2 of 3	

1	Annexe 10.3 			Case Name: (100).hsc				
2				Unit Set: NewUser7				
3				Date/Time: Sun May 22 10:36:48 2022				
4								
5								
6	Fluid Package: Material Stream: gaz de vente (optimisation 100 kg/cm2)			Basis-1				
7	Property Package:			Peng-Robinson				
8	COMPOSITION							
9								
10								
11	Vapour Phase (continued)			Phase Fraction 1.000				
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14								
15	n-Butane	125.9260	0.0037	7319.3244	0.0115	12.5498	0.0066	
16	i-Pentane	20.6926	0.0006	1492.9925	0.0023	2.3948	0.0013	
17	n-Pentane	20.0155	0.0006	1444.1353	0.0023	2.2933	0.0012	
18	n-Hexane	6.8291	0.0002	588.5163	0.0009	0.8881	0.0005	
19	n-Heptane	0.7665	0.0000	76.8055	0.0001	0.1118	0.0001	
20	n-Octane	0.1242	0.0000	14.1892	0.0000	0.0201	0.0000	
21	n-Nonane	0.0174	0.0000	2.2362	0.0000	0.0031	0.0000	
22	n-Decane	0.0023	0.0000	0.3242	0.0000	0.0004	0.0000	
23	n-C11	0.0000	0.0000	0.0042	0.0000	0.0000	0.0000	
24	n-C12	0.0001	0.0000	0.0174	0.0000	0.0000	0.0000	
25	H2O	0.4977	0.0000	8.9656	0.0000	0.0090	0.0000	
26	Total	34169.1452	1.0000	638235.2194	1.0000	1904.2001	1.0000	
27	K VALUE							
28								
29	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY		
30	Nitrogen	---		---		---		
31	CO2	---		---		---		
32	Methane	---		---		---		
33	Ethane	---		---		---		
34	Propane	---		---		---		
35	i-Butane	---		---		---		
36	n-Butane	---		---		---		
37	i-Pentane	---		---		---		
38	n-Pentane	---		---		---		
39	n-Hexane	---		---		---		
40	n-Heptane	---		---		---		
41	n-Octane	---		---		---		
42	n-Nonane	---		---		---		
43	n-Decane	---		---		---		
44	n-C11	---		---		---		
45	n-C12	---		---		---		
46	H2O	---		---		---		
47	UNIT OPERATIONS							
48								
49	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION			
50		Compressor:			K-101			
51								
52								
53	DYNAMICS							
54								
55	Pressure Specification	(Inactive) 72.75 kg/cm2						
56	Flow Specification	(Inactive) Molar: .417e+004 kgmole/h		Mass: 6.382e+005 kg/h		Std Ideal Liq Volume: 1904 m3/h		
57								
58	User Variables							
59								
60								
61								
62								
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 3 of 3		

1						Case Name:	(110).hsc
2						Unit Set:	NewUser8
3						Date/Time:	Sun May 22 10:37:38 2022
4							
5							
6	Fluid Package:				Basis-1		
7	Material Stream: gaz brut (optimisation 110kg/cm2)						
8	Property Package:				Peng-Robinson		
9	CONDITIONS						
10							
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase		
12	Vapour / Phase Fraction	0.9867	0.9867	0.0126	0.0006		
13	Temperature: (C)	40.00 *	40.00	40.00	40.00		
14	Pressure: (kg/cm2)	110.0 *	110.0	110.0	110.0		
15	Molar Flow (kgmole/h)	3.625e+004	3.577e+004	458.6	22.63		
16	Molar Flow (kg/h)	7.340e+005 *	6.998e+005	3.386e+004	407.8		
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	2087	2032	54.56	0.4086		
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.738e+004	-7.601e+004	-1.746e+005	-2.849e+005		
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	145.6	145.4	166.7	57.37		
20	Heat Flow (kJ/h)	-2.806e+009	-2.719e+009	-8.005e+007	-6.447e+006		
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	8.542e+005 *	8.431e+005	53.12	0.4018		
22	PROPERTIES						
23							
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase		
25	Molecular Weight	20.25	19.56	73.83	18.02		
26	Molar Density (kgmole/m3)	5.208	5.181	8.280	55.46		
27	Mass Density (kg/m3)	105.5	101.3	611.4	999.3		
28	Act. Volume Flow (m3/h)	6961	6905	55.38	0.4081		
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3822	-3886	-2364	-1.581e+004		
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.190	7.431	2.258	3.184		
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	57.76	56.29	171.1	77.51		
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.853	2.878	2.317	4.302		
33	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.083e+005	8.779e+005	3.324e+006	0.6689		
34	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.956e+005	9.632e+005	3.574e+006	4.101e+004		
35	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.917e+004	4.924e+004	4.840e+004	2276		
36	CO2 Loading	---	---	---	---		
37	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---	1.361e-002	2.645e-003		
38	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---	2.226e-005	2.647e-006		
39	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.486e+004	4.488e+004	4.502e+004	3.713e-002		
40	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9737	0.9737	2.614e-002	1.958e-004		
41	Phase Fraction [Mass Basis]	0.9533	0.9533	4.612e-002	5.555e-004		
42	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.9920	0.9920	7.956e-003	5.862e-005		
43	Mass Exergy (kJ/kg)	535.0	---	---	---		
44	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.2318	---	---	---		
45	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		
46	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	6905	6905	---	---		
47	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.37	17.60	8.404	55.39		
48	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	57.76	56.29	171.1	77.51		
49	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	8.572e+005	8.458e+005	1.084e+004	535.2		
50	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	351.7	344.4	620.5	997.9		
51	Act. Liq. Flow (m3/s)	1.550e-002	---	1.538e-002	1.134e-004		
52	Z Factor	---	0.7997	0.5004	7.470e-002		
53	Watson K	17.37	17.60	13.14	7.588		
54	Cp/(Cp - R)	1.168	1.173	1.051	1.120		
55	Cp/Cv	1.647	1.685	1.358	1.153		
56	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.098e+004	---	---	---		
57	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1578	0.4569	0.6519		
58	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.8593	0.8300	637.4	1015		
59	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	8.542e+005	8.431e+005	53.12	0.4018		
60	Liquid Fraction	1.327e-002	0.0000	1.000	1.000		
61	Aspen Technology Inc.					Page 1 of 4	
62	Aspen HYSYS Version 9						

1	<h1>Annexe 11.2</h1> 	Case Name: (110).hsc
2		Unit Set: NewUser8
3		Date/Time: Sun May 22 10:37:38 2022
4		
5		

6	Fluid Package:	Basis-1
7	Material Stream: gaz brut (optimisation 110kg/cm2)	
8	Property Package:	Peng-Robinson

PROPERTIES

	Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
12 Molar Volume (m3/kgmole)	0.1920	0.1930	0.1208	1.803e-002
13 Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	542.5	---	---	---
14 Phase Fraction [Molar Basis]	0.9867	0.9867	0.0126	0.0006
15 Surface Tension (dyne/cm)	---	---	10.06	69.49
16 Thermal Conductivity (W/m-K)	---	4.516e-002	9.291e-002	0.6315
17 Viscosity (cP)	---	1.599e-002	0.2793	0.6514
18 Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	49.44	47.98	162.8	69.19
19 Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.442	2.453	2.204	3.840
20 Cv (kJ/kgmole-C)	35.07	33.41	126.0	67.23
21 Mass Cv (kJ/kg-C)	1.732	1.708	1.706	3.731
22 Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	39.67	33.42	136.6	66.44
23 Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.959	1.708	1.850	3.687
24 Cp/Cv (Ent. Method)	1.456	1.685	1.253	1.167
25 Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	23.64	---
26 True VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---	108.8	19.90
27 Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	8.431e+005	8.431e+005	53.12	0.4018
28 Viscosity Index	---	---	---	---


COMPOSITION


31	Overall Phase	Vapour Fraction	0.9867
----	----------------------	-----------------	--------


33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
35	Nitrogen	2030.2421 *	0.0560 *	56873.1717 *	0.0775 *	70.5295 *	0.0338 *
36	CO2	76.1341 *	0.0021 *	3350.6380 *	0.0046 *	4.0597 *	0.0019 *
37	Methane	29540.0219 *	0.8148 *	473907.6203 *	0.6456 *	1582.8894 *	0.7584 *
38	Ethane	2798.8337 *	0.0772 *	84160.6507 *	0.1147 *	236.6170 *	0.1134 *
39	Propane	822.9731 *	0.0227 *	36290.6457 *	0.0494 *	71.6247 *	0.0343 *
40	i-Butane	152.2682 *	0.0042 *	8850.4343 *	0.0121 *	15.7491 *	0.0075 *
41	n-Butane	261.0311 *	0.0072 *	15172.1731 *	0.0207 *	26.0144 *	0.0125 *
42	i-Pentane	72.5086 *	0.0020 *	5231.5713 *	0.0071 *	8.3914 *	0.0040 *
43	n-Pentane	90.6358 *	0.0025 *	6539.4641 *	0.0089 *	10.3846 *	0.0050 *
44	n-Hexane	97.8867 *	0.0027 *	8435.6679 *	0.0115 *	12.7299 *	0.0061 *
45	n-Heptane	47.1306 *	0.0013 *	4722.7238 *	0.0064 *	6.8763 *	0.0033 *
46	n-Octane	43.5052 *	0.0012 *	4969.6846 *	0.0068 *	7.0454 *	0.0034 *
47	n-Nonane	39.8798 *	0.0011 *	5114.9376 *	0.0070 *	7.1016 *	0.0034 *
48	n-Decane	36.2543 *	0.0010 *	5158.4464 *	0.0070 *	7.0401 *	0.0034 *
49	n-C11	3.6254 *	0.0001 *	566.7022 *	0.0008 *	0.7629 *	0.0004 *
50	n-C12	79.7595 *	0.0022 *	13586.1554 *	0.0185 *	18.0873 *	0.0087 *
51	H2O	61.6323 *	0.0017 *	1110.3129 *	0.0015 *	1.1126 *	0.0005 *
52	Total	36254.3224	1.0000	734041.0000	1.0000	2087.0159	1.0000


53	Vapour Phase	Phase Fraction	0.9867
----	---------------------	----------------	--------


55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
59	Methane	29385.0720	0.8214	471421.7737	0.6737	1574.5865	0.7749
60	Ethane	2758.0194	0.0771	82933.3691	0.1185	233.1665	0.1147
61	Propane	797.8392	0.0223	35182.3146	0.0503	69.4372	0.0342
62	i-Butane	144.4760	0.0040	8397.5232	0.0120	14.9431	0.0074

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 11.3</h1> 						Case Name: (110).hsc	
2							Unit Set: NewUser8	
3							Date/Time: Sun May 22 10:37:38 2022	
4								
5								
6	Fluid Package: Material Stream: gaz brut (optimisation 110kg/cm2)						Basis-1	
7	Property Package:						Peng-Robinson	
8	COMPOSITION							
9								
10								
11	Vapour Phase (continued)						Phase Fraction 0.9867	
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14								
15	n-Butane	244.6429	0.0068	14219.6266	0.0203	24.3811	0.0120	
16	i-Pentane	65.0838	0.0018	4695.8618	0.0067	7.5322	0.0037	
17	n-Pentane	79.7441	0.0022	5753.6145	0.0082	9.1367	0.0045	
18	n-Hexane	76.9484	0.0022	6631.2539	0.0095	10.0070	0.0049	
19	n-Heptane	30.9191	0.0009	3098.2482	0.0044	4.5110	0.0022	
20	n-Octane	21.7376	0.0006	2483.1253	0.0035	3.5203	0.0017	
21	n-Nonane	13.9279	0.0004	1786.3756	0.0026	2.4802	0.0012	
22	n-Decane	8.2680	0.0002	1176.4127	0.0017	1.6055	0.0008	
23	n-C11	0.4977	0.0000	77.7990	0.0001	0.1047	0.0001	
24	n-C12	6.9141	0.0002	1177.7462	0.0017	1.5679	0.0008	
25	H2O	38.5878	0.0011	695.1625	0.0010	0.6966	0.0003	
26	Total	35773.1303	1.0000	699775.9994	1.0000	2032.0460	1.0000	
27	Liquid Phase						Phase Fraction 1.265e-002	
28								
29	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
30								
31	Nitrogen	5.1677	0.0113	144.7616	0.0043	0.1795	0.0033	
32	CO2	0.7537	0.0016	33.1697	0.0010	0.0402	0.0007	
33	Methane	154.9499	0.3379	2485.8463	0.0734	8.3029	0.1522	
34	Ethane	40.8143	0.0890	1227.2816	0.0362	3.4505	0.0632	
35	Propane	25.1339	0.0548	1108.3311	0.0327	2.1874	0.0401	
36	i-Butane	7.7922	0.0170	452.9111	0.0134	0.8059	0.0148	
37	n-Butane	16.3882	0.0357	952.5465	0.0281	1.6332	0.0299	
38	i-Pentane	7.4248	0.0162	535.7095	0.0158	0.8593	0.0157	
39	n-Pentane	10.8917	0.0238	785.8496	0.0232	1.2479	0.0229	
40	n-Hexane	20.9382	0.0457	1804.4140	0.0533	2.7230	0.0499	
41	n-Heptane	16.2115	0.0354	1624.4756	0.0480	2.3652	0.0434	
42	n-Octane	21.7676	0.0475	2486.5593	0.0734	3.5251	0.0646	
43	n-Nonane	25.9519	0.0566	3328.5619	0.0983	4.6214	0.0847	
44	n-Decane	27.9863	0.0610	3982.0337	0.1176	5.4346	0.0996	
45	n-C11	3.1277	0.0068	488.9032	0.0144	0.6581	0.0121	
46	n-C12	72.8454	0.1589	12408.4092	0.3665	16.5193	0.3028	
47	H2O	0.4136	0.0009	7.4517	0.0002	0.0075	0.0001	
48	Total	458.5587	1.0000	33857.2156	1.0000	54.5612	1.0000	
49	Aqueous Phase						Phase Fraction 6.243e-004	
50								
51	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
52								
55	Methane	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	
56	Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
57	Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
58	i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
59	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
60	i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
61	n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
62	n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
63	Aspen Technology Inc.				Aspen HYSYS Version 9		Page 3 of 4	

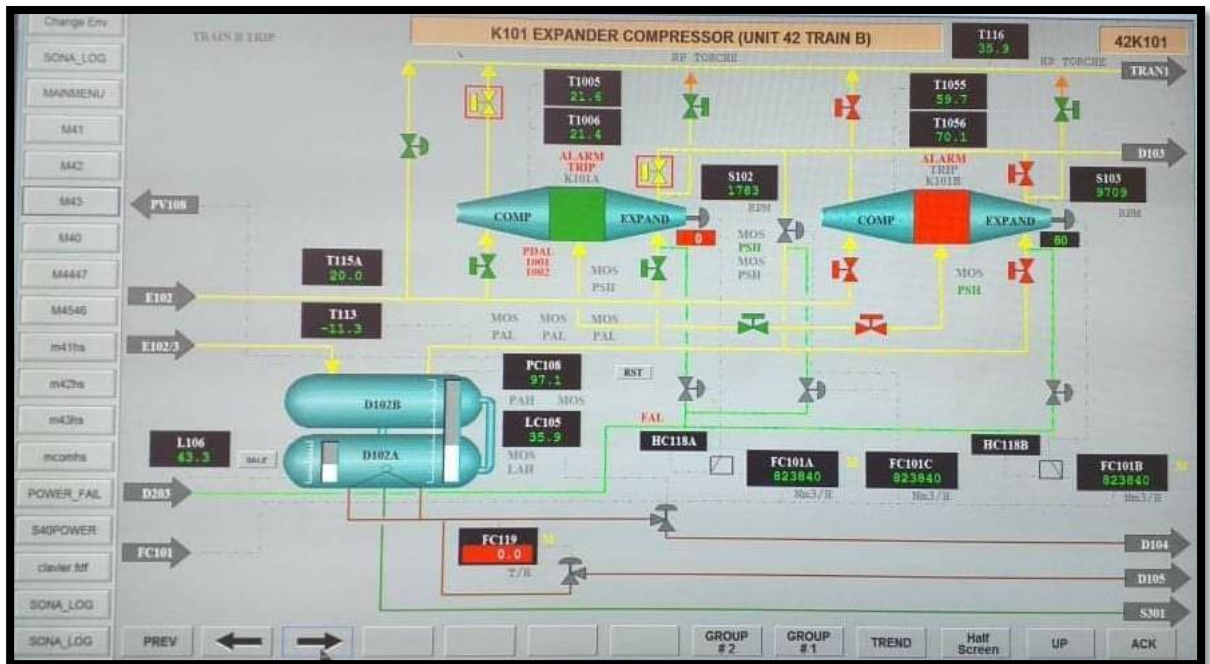
1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 11.4</h1> 						Case Name: (110).hsc	
2							Unit Set: NewUser8	
3							Date/Time: Sun May 22 10:37:38 2022	
4							Fluid Package: Basis-1	
5							Property Package: Peng-Robinson	
6	Material Stream: gaz brut (optimisation 110kg/cm2)							
7								
8	COMPOSITION							
9								
10								
11	Aqueous Phase (continued)						Phase Fraction 6.243e-004	
12								
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION	
14								
15	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
16	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
17	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
18	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
19	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
20	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
21	H2O	22.6309	0.9999	407.6987	0.9998	0.4085	0.9997	
22	Total	22.6334	1.0000	407.7849	1.0000	0.4086	1.0000	
23	K VALUE							
24								
25	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY		
26								
27	Nitrogen	5.270		5.023		935.0		
28	CO2	1.343		1.282		44.19		
29	Methane	2.551		2.431		9.885e+005		
30	Ethane	0.9090		0.8662		5.894e+007		
31	Propane	0.4270		0.4069		8.817e+009		
32	i-Butane	0.2494		0.2377		3.488e+012		
33	n-Butane	0.2008		0.1914		2.305e+012		
34	i-Pentane	0.1179		0.1124		1.243e+015		
35	n-Pentane	9.848e-002		9.385e-002		1.158e+015		
36	n-Hexane	4.943e-002		4.711e-002		8.619e+017		
37	n-Heptane	2.565e-002		2.445e-002		1.014e+021		
38	n-Octane	1.343e-002		1.280e-002		1.393e+024		
39	n-Nonane	7.219e-003		6.879e-003		---		
40	n-Decane	3.974e-003		3.787e-003		---		
41	n-C11	2.140e-003		2.040e-003		---		
42	n-C12	1.277e-003		1.217e-003		---		
43	H2O	2.252e-002		1.196		1.079e-003		
44	UNIT OPERATIONS							
45	FEED TO		PRODUCT FROM		LOGICAL CONNECTION			
46	Air cooler: AC-100							
47								
48								
49	DYNAMICS							
50								
51	Pressure Specification (Active): 110.0 kg/cm2 *							
52	Flow Specification (Active) Molar: .625e+004 kgmole/h Mass: 7.340e+005 kg/h * Std Ideal Liq Volume: 2087 m3/h							
53								
54	User Variables							
55								
56								
57								
58								
59								
60								
61								
62								
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9		Page 4 of 4			

1	<h1 style="margin: 0;">Annexe 12.1</h1> 			Case Name:	(110).hsc		
2				Unit Set:	NewUser8		
3				Date/Time:	Sun May 22 10:37:55 2022		
4				Fluid Package:			Basis-1
5				Property Package:			Peng-Robinson
6	Material Stream: gaz de vente (optimisation 110kg/cm2)						
7	CONDITIONS						
8		Overall	Vapour Phase				
9	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000				
10	Temperature: (C)	34.78	34.78				
11	Pressure: (kg/cm2)	76.22	76.22				
12	Molar Flow (kgmole/h)	3.381e+004	3.381e+004				
13	Mass Flow (kg/h)	6.294e+005	6.294e+005				
14	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	1881	1881				
15	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.388e+004	-7.388e+004				
16	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	148.8	148.8				
17	Heat Flow (kJ/h)	-2.498e+009	-2.498e+009				
18	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	7.971e+005 *	7.971e+005				
19	PROPERTIES						
20		Overall	Vapour Phase				
21	Molecular Weight	18.62	18.62				
22	Molar Density (kgmole/m3)	3.430	3.430				
23	Mass Density (kg/m3)	63.85	63.85				
24	Act. Volume Flow (m3/h)	9858	9858				
25	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3968	-3968				
26	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.992	7.992				
27	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	48.41	48.41				
28	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.601	2.601				
29	LHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	8.338e+005	8.338e+005				
30	HHV Molar Basis (Std) (kJ/kgmole)	9.160e+005	9.160e+005				
31	HHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.921e+004	4.921e+004				
32	CO2 Loading	---	---				
33	CO2 App ML Con (kgmole/m3)	---	---				
34	CO2 App WT Con (kgmol/kg)	---	---				
35	LHV Mass Basis (Std) (kJ/kg)	4.479e+004	4.479e+004				
36	Phase Fraction [Vol. Basis]	1.000	1.000				
37	Phase Fraction [Mass Basis]	1.000	1.000				
38	Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.000	1.000				
39	Mass Exergy (kJ/kg)	549.0	---				
40	Partial Pressure of CO2 (kg/cm2)	0.1589	---				
41	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000				
42	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	9858	9858				
43	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.98	17.98				
44	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	48.41	48.41				
45	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	7.995e+005	7.995e+005				
46	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	334.7	334.7				
47	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---				
48	Z Factor	0.8512	0.8512				
49	Watson K	17.88	17.88				
50	Cp/(Cp - R)	1.207	1.207				
51	Cp/Cv	1.558	1.558				
52	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	3586	---				
53	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2183	0.2183				
54	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	0.7897	0.7897				
55	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	7.971e+005	7.971e+005				
56	Liquid Fraction	0.0000	0.0000				
57	Aspen Technology Inc.			Aspen HYSYS Version 9			
58				Page 1 of 3			

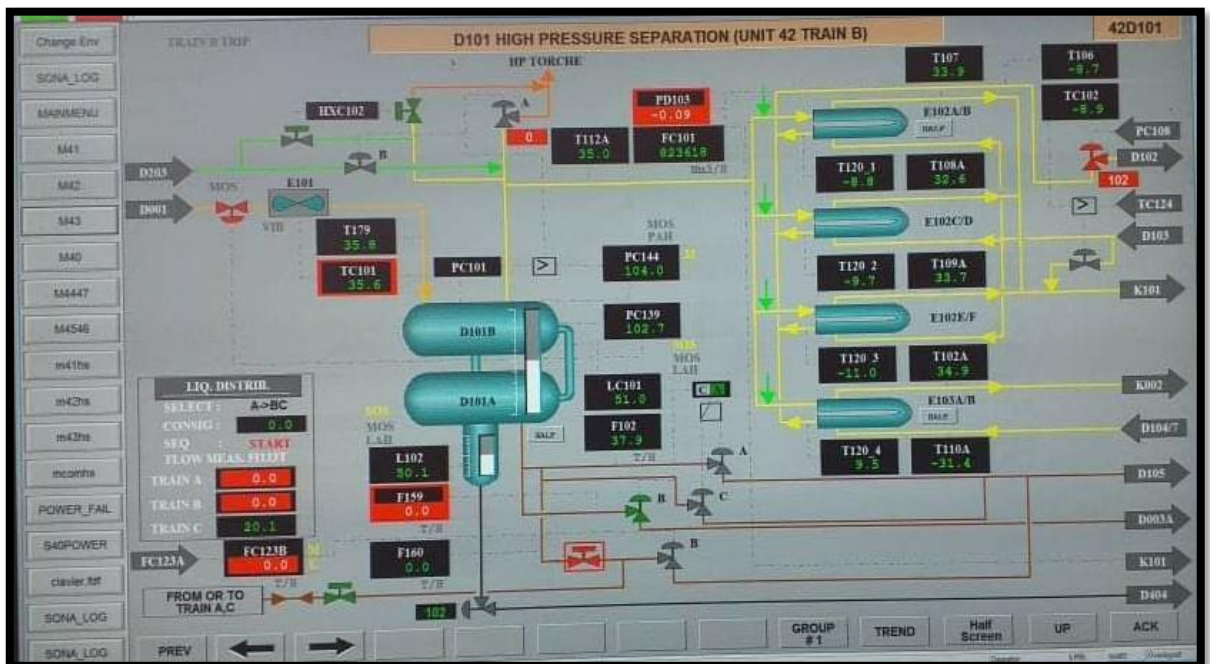
1	<h1>Annexe 12.2</h1> 		Case Name: (110).hsc				
2			Unit Set: NewUser8				
3			Date/Time: Sun May 22 10:37:55 2022				
4							
5							
6	Fluid Package: Basis-1						
7	Material Stream: gaz de vente (optimisation 110kg/cm2)						
8	Property Package: Peng-Robinson						
9	PROPERTIES						
10							
11		Overall	Vapour Phase				
12	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2915	0.2915				
13	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	192.6	---				
14	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000				
15	Surface Tension (dyne/cm)	---	---				
16	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.013e-002	4.013e-002				
17	Viscosity (cP)	1.394e-002	1.394e-002				
18	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	40.10	40.10				
19	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.154	2.154				
20	Cv (kJ/kgmole-C)	31.08	31.08				
21	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.669	1.669				
22	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	---				
23	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	---				
24	Cp/Cv (Ent. Method)	---	---				
25	Reid VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---				
26	True VP at 37.8 C (kg/cm2)	---	---				
27	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	7.971e+005	7.971e+005				
28	Viscosity Index	---	---				
29	COMPOSITION						
30							
31	Overall Phase		Vapour Fraction 1.0000				
32							
33	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
34							
35	Nitrogen	2001.0405	0.0592	56055.1485	0.0891	69.5151	0.0370
36	CO2	70.4678	0.0021	3101.2650	0.0049	3.7576	0.0020
37	Methane	28491.7634	0.8426	457090.5139	0.7262	1526.7190	0.8117
38	Ethane	2434.9099	0.0720	73217.4971	0.1163	205.8504	0.1094
39	Propane	575.6392	0.0170	25383.9616	0.0403	50.0988	0.0266
40	i-Butane	79.3338	0.0023	4611.1973	0.0073	8.2055	0.0044
41	n-Butane	114.0779	0.0034	6630.6637	0.0105	11.3690	0.0060
42	i-Pentane	18.6713	0.0006	1347.1496	0.0021	2.1608	0.0011
43	n-Pentane	18.1527	0.0005	1309.7344	0.0021	2.0798	0.0011
44	n-Hexane	6.7176	0.0002	578.9075	0.0009	0.8736	0.0005
45	n-Heptane	0.8805	0.0000	88.2322	0.0001	0.1285	0.0001
46	n-Octane	0.1745	0.0000	19.9305	0.0000	0.0283	0.0000
47	n-Nonane	0.0300	0.0000	3.8467	0.0000	0.0053	0.0000
48	n-Decane	0.0047	0.0000	0.6715	0.0000	0.0009	0.0000
49	n-C11	0.0001	0.0000	0.0105	0.0000	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0003	0.0000	0.0491	0.0000	0.0001	0.0000
51	H2O	0.3865	0.0000	6.9628	0.0000	0.0070	0.0000
52	Total	33812.2505	1.0000	629445.7421	1.0000	1880.7996	1.0000
53	Vapour Phase		Phase Fraction 1.000				
54							
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
56							
59	Methane	28491.7634	0.8426	457090.5139	0.7262	1526.7190	0.8117
60	Ethane	2434.9099	0.0720	73217.4971	0.1163	205.8504	0.1094
61	Propane	575.6392	0.0170	25383.9616	0.0403	50.0988	0.0266
62	i-Butane	79.3338	0.0023	4611.1973	0.0073	8.2055	0.0044
63	Aspen Technology Inc.		Aspen HYSYS Version 9			Page 2 of 3	

1	<h1>Annexe 12.3</h1> 			Case Name: (110).hsc			
2				Unit Set: NewUser8			
3				Date/Time: Sun May 22 10:37:55 2022			
4							
5				Basis-1			
6	Fluid Package:			Basis-1			
7	Material Stream: gaz de vente (continued) (optimisation 110kg/cm2)			Peng-Robinson			
8	Property Package:			Peng-Robinson			
9	COMPOSITION						
10							
11	Phase Fraction 1.000						
12	Vapour Phase (continued)						
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	n-Butane	114.0779	0.0034	6630.6637	0.0105	11.3690	0.0060
16	i-Pentane	18.6713	0.0006	1347.1496	0.0021	2.1608	0.0011
17	n-Pentane	18.1527	0.0005	1309.7344	0.0021	2.0798	0.0011
18	n-Hexane	6.7176	0.0002	578.9075	0.0009	0.8736	0.0005
19	n-Heptane	0.8805	0.0000	88.2322	0.0001	0.1285	0.0001
20	n-Octane	0.1745	0.0000	19.9305	0.0000	0.0283	0.0000
21	n-Nonane	0.0300	0.0000	3.8467	0.0000	0.0053	0.0000
22	n-Decane	0.0047	0.0000	0.6715	0.0000	0.0009	0.0000
23	n-C11	0.0001	0.0000	0.0105	0.0000	0.0000	0.0000
24	n-C12	0.0003	0.0000	0.0491	0.0000	0.0001	0.0000
25	H2O	0.3865	0.0000	6.9628	0.0000	0.0070	0.0000
26	Total	33812.2505	1.0000	629445.7421	1.0000	1880.7996	1.0000
27	K VALUE						
28							
29	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY	
30	Nitrogen	---		---		---	
31	CO2	---		---		---	
32	Methane	---		---		---	
33	Ethane	---		---		---	
34	Propane	---		---		---	
35	i-Butane	---		---		---	
36	n-Butane	---		---		---	
37	i-Pentane	---		---		---	
38	n-Pentane	---		---		---	
39	n-Hexane	---		---		---	
40	n-Heptane	---		---		---	
41	n-Octane	---		---		---	
42	n-Nonane	---		---		---	
43	n-Decane	---		---		---	
44	n-C11	---		---		---	
45	n-C12	---		---		---	
46	H2O	---		---		---	
47	UNIT OPERATIONS						
48							
49	FEED TO	PRODUCT FROM			LOGICAL CONNECTION		
50		Compressor:			K-101		
51	UTILITIES						
52							
53	(No utilities reference this stream)						
54	PROCESS UTILITY						
55							
56							
57	DYNAMICS						
58							
59	Pressure Specification	(Inactive) 76.22 kg/cm2					
60	Flow Specification	Molar:	.381e+004	Mass:	6.294e+005	Std Ideal Liq Volume: 1881 m3/h	
61	e)	(Inactiv	kgmole/h	kg/h			
62							
63	Aspen Technology Inc.			Aspen HYSYS Version 9		Page 3 of 3	

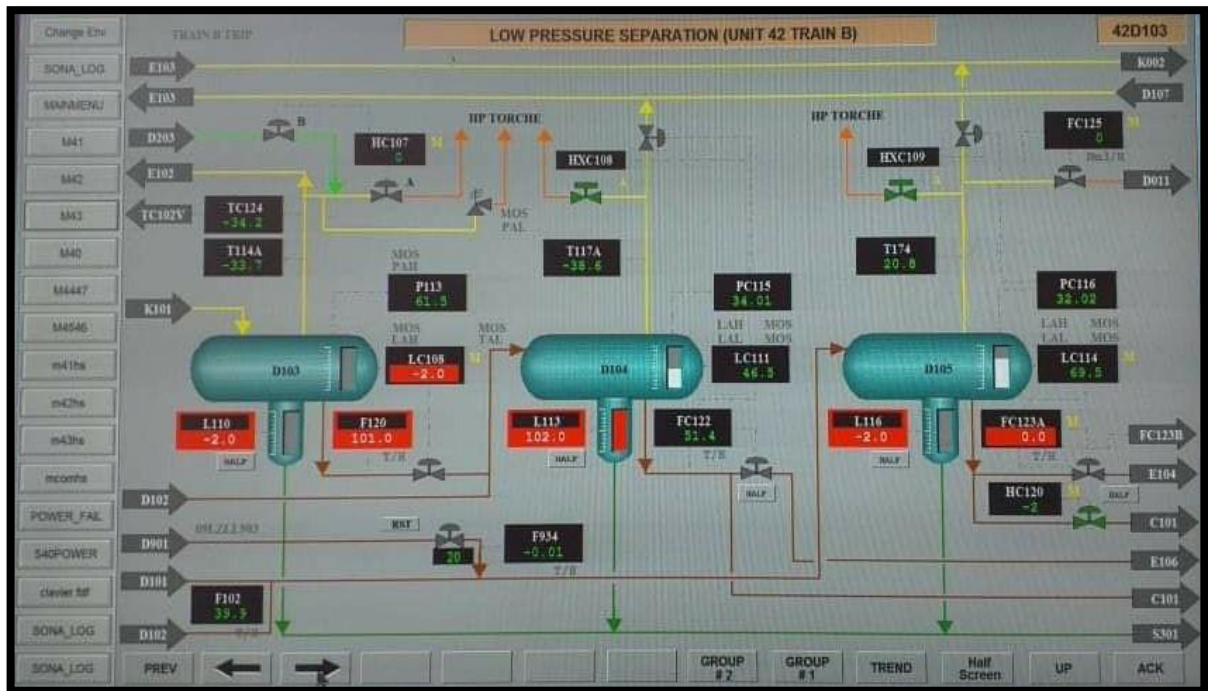
Annexe 13



Annexe 14



Annexe 15





International Congress of Energies and Engineering of
Industrial Processes CEGPI'22
Algiers, Algeria 23 - 25 May 2022



CERTIFICATE OF PARTICIPATION

This certificate is proudly presented to

BENARIMA Zine El Abidine

*For his participation at International Congress of Energies and Engineering, of
Industrial Processes, CEGPI'22, with **Oral Presentation***

Title : Optimisation des paramètres de fonctionnement de section HP à l'aide de l'outil hysys à
hassi-r'mel.

Co-Author : MAROUF Adel, LAGHERB Djaber.



23 - 25 May 2022

Date



Dr SAHRAOUI Naima

Chair of CEGPI'22



Dr SABBA Nassila

Honorary Chair of CEGPI'22