



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

N° d'enregistrement

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

Université de Ghardaïa

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم هندسة الطرائق

Département de Génie des Procédés

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine: Sciences et Technologie

Filière: Génie des Procédés

Spécialité: Génie Chimique.

Thème

**OPTIMISATION DES PARAMETRES DE
FONCTIONNEMENT DE SECTION HP A L'AIDE DE
L'OUTIL HYSYS AU NIVEAU DE MPP0 A HASSI-R'MEL**

Par :

BECHEGAG Ferialle et BELLAZRAG Ikrame

Devant le jury composé de:

TRABELSI Amel	M.A.A	Univ.Ghardaia	Examineur 1
FIHAKHIR Mohammed Amine	M.A.A	Univ.Ghardaia	Examineur 2
BENARIMA Zine El-Abidine	M.C.B	Univ.Ghardaia	Encadreur

Année universitaire : 2020/2021



REMERCIEMENT

Tout d'abord, nous tenons à remercier ALLAH, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail

Nous présentons nos chaleureux remerciements à notre encadreur :

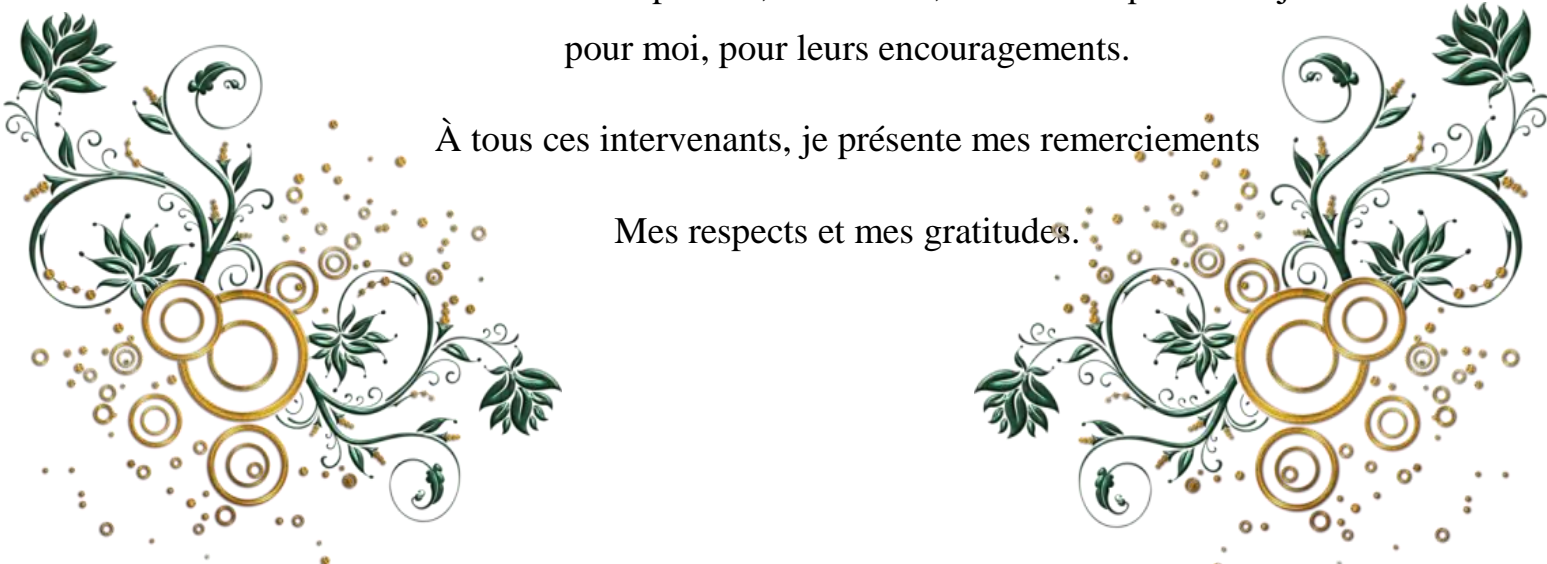
Dr. ZINE EL ABIDINE BENARIMA qui nous a guidé à réaliser ce travail et remerciement spécial à notre camarade de l'université de GHARDAIA l'étudiant: **Ms. DAHMANE DAOUDI** pour tous ses efforts qui nous l'aide à l'installation de logiciel utilisé dans ce travail, que Dieu le bénisse.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et tous personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques et ont accepté de me rencontrer et de répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents, mes frères, mes sœurs qui ont toujours été là pour moi, pour leurs encouragements.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements

Mes respects et mes gratitude.





DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

La cause de mon existence :

✚ *Mes très chers parents*

✚ *Mes frères*

✚ *Mes sœurs*

✚ *Ma copine Ikrame BELLAZRAG*

✚ *Toute les familles BECHEGAG et les gens de*

Commune GHARDAIA

✚ *A toute personne connue Ferial BECHEGAG*

Merci pour vous



DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

La cause de mon existence :

✚ *Ma très chère mère*

✚ *Mon très cher père*

A cher encadreur DR ZIN EL ABIDIN BENARIMA

✚ *Mes frères*

✚ *Mes sœurs.*

✚ *Ma copine Ferial BECHEGAG*

✚ *Toute les familles BELLAZRAG et les gens de*

Commune GHARDAIA

✚ *A toute personne connue BELLAZRAG IKRAME*

Merci pour vous tous

Liste des tableaux

Tableau I. 1 : Différentes zones de HASSI R'MEL	7
Tableau I. 2 : Fraction molaire des compositions de gaz brut	11
Tableau II. 1 : Classification certains pays qui produire le gaz naturel	23
Tableau IV. 1 : Domaine d'application du modèle Peng-Robinson	48
Tableau IV. 2 : La composition de la charge dans le cas design	51
Tableau IV. 3 : Spécifications de la charge dans le cas design	51
Tableau IV. 4 : Comparaison de la composition à la sortie de gaz de vente et de liquide en cas design	53
Tableau IV. 5 : Vérification des paramètres à la sortie «de gaz de vente et de liquide»	54
Tableau IV. 6 : Représente la masse molaire du chaque composant	56
Tableau IV. 7 : Les compositions de la charge dans le cas actuel	49
Tableau IV. 8 : Spécifications de la charge dans le cas actuel	49
Tableau IV. 9 : Comparaison entre les compositions à la sortie de gaz de vente en cas actuel et en cas simulé	51
Tableau IV. 10 : Paramètres et les compositions de gaz de vente des deux cas simulés	54
Tableau IV. 11 : Les paramètres et les compositions de liquide des cas « 4 et 3 échangeurs simulés »	58
Tableau IV. 12 : Spécification de propane (C_3^+)	59

Liste des figures

Figure I. 1 : Station géographique de HASSI R'MEL	4
Figure I. 2 : Le champ de HASSI R'MEL	6
Figure I. 3 : Séparation de condensât.....	14
Figure I. 4 : Schéma représente la stabilisation du condensât et récupération du GPL.....	16
Figure I. 5 : Stockage intermédiaire du condensât.....	19
Figure II. 1 : Produits issus de la distillation du pétrole brut [7]	29
Figure III. 1 : Stockage intermédiaire du condensât	32
Figure III. 3 : Transfert thermique par conduction	33
Figure III. 4 : Transfert thermique par convection	34
Figure III. 5 : Transfert thermique par conduction	35
Figure III. 6 : Echangeur doubles tubes	36
Figure III. 7 : Echangeur tubulaire à faisceau et calandre	37
Figure III. 8 : Échangeurs de chaleur à serpentins et tubes	38
Figure III. 9 : Echangeur de chaleur à joint étanche et à plaques soudées	39
Figure III. 10 : Echangeur de chaleur à surface augmentée.....	39
Figure III. 11 : Transfert de chaleur par contact indirect.....	40
Figure III. 12 : Circulation à contre-courant.....	41
Figure III. 13 : Circulation à co-courant	41
Figure III. 14 : Circulation courant croisée.....	42
Figure III. 15 : 1 passe côté tube, 1 passe côté calandre /4 passes côté tube, 2 passes côté calandre.....	42
Figure III. 2 : Différents modes de transfert de chaleur.....	48
Figure IV. 1 : Evolution de la pression du gisement au cours du temps	45
Figure IV. 2 : Schéma de cas design par simulateur HYSYS.....	52
Figure IV. 3 : Schéma de cas actuel par simulateur HYSYS qui contient 3 échangeurs gaz-gaz	50

Figure IV. 4 : Schéma simulation de cas actuel qui contient 4 échangeurs gaz-gaz par simulateur HYSYS	53
Figure IV. 5 : Température et Pression des deux cas.....	55
Figure IV. 6 : Teneur en eau des deux cas.....	55
Figure IV. 7 : Pouvoir calorifique supérieur des deux cas.....	56
Figure IV. 8 : Teneur en C3+ des deux cas	56
Figure IV. 9 : Point de rodée des deux cas	57

Liste des abréviations explicitées

MPP : Model Processing Plant 0

BP: Base Pression

HP: Haut Pression

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfiés

CSTF: Centre Stock age and Transfers Facility

CTH : Centre de Traitement d'Huile

SBC: Station BOOSTING Centre

SCS : Station de Compression Sud

SCN : Station de Compression Nord

GNL : Gaz Naturel Liquéfier

SNDG : Centre National de Dispatching de Gaz

SRGA : Station de récupération des gaz associe

SP : Station de Pompage

CTG : Centre de Traitement de Gaz

DEG : Glycol

P : Pression

ppm: Partie Par Million

PFD : Procès Flow Diagrammes

PCS: Pouvoir Calorifique Supérieure

PCI: Pouvoir Calorifique Inférieure

T: Température

t: temps

M'gaz: Masse molaire moyenne de gaz

M gaz: Masse molaire de gaz

ρ_{gaz} : La masse volumique de gaz

ρ_{air} : La masse volumique de l'air

Q_m : Débit massique

Q_v : Débit volumique

N : Débit molaire

ϕ_{c3h8} : Débit de propane

E : Energie

i : Constituant

Y_i^{mol} : Fraction molaire d'un constituant à phase gazeux

H_2O : L'eau

A.N : Application numérique

Sommaire

REMERCIEMENT	
DEDICACE	
Liste des tableaux.....	
Liste des figures.....	
Liste des abréviations explicitées.....	
Sommaire	
Résumé.....	
INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I : Présentation Complexe du HASSI R'MEL et MPP0	3
I.1 : Situation géographique	4
I.2 : Historique de production du champ de HASSI R'MEL	4
I.3 : Présentation des secteurs de HASSI R'MEL	5
I.4 : La capacité de production actuelle	6
I.4.1 : Installations gaziers du champ de HASSI R'MEL	6
I.4.2 : Les stations de compression	7
I.4.3 : Le stockage et l'expédition des hydrocarbures liquides	7
I.4.4 : Centre national de dispatching de gaz	8
I.4.5 : Station de récupération des gaz associe	8
I.4.6 : HR-Sud :.....	8
I.4.7 : Le centre de traitement d'huile	8
I.5 : Les techniques de traitement de gaz dans les modules de HASSIR'MEL	9
I.6 : Présentation Du Module (0)	9
I.7 : La Capacité de production	10
I.8 : Le procédé utilisé dans le module (0)	11
I.9 : Les caractéristiques des compositions de la charge d'alimentation (gaz brut)	11
I.10 : Description du procédé	12

I.10.1 : Zone de séparation de condensât	12
I.10.2 : Zone de stabilisation du condensât et récupération du GPL	14
I.10.3 : Zone de régénération de glycol	16
I.10.4 : Zones de stockage	17
I.10.4.1 : Zone de stockage de brut	17
I.10.4.2 : Stockage intermédiaire de condensât	18
Chapitre II : Spécification des finis.....	20
II.1.Introduction.....	21
II.2 : Gaz naturel.....	21
II.2.1: Définition de gaz naturel	21
II.2.2 : Types de gaz naturel.....	22
II.2.3 : Classification des pays qui produire le gaz naturel	23
II.2.4 : Pouvoir calorifique supérieur et inférieur (PCS et PSI)	23
II.2.5 : Composition chimique de gaz naturel.....	24
II.2.6 : Facteur de compressibilité	24
II.2.7 : Les avantages du gaz naturel.....	25
II.3 : Gaz de pétrole liquéfié (GPL).....	25
II.3.1 : Définition de GPL	25
II.3.2 : Compositions chimiques de GPL	25
II.3.3 : Les caractéristiques du GPL [8].....	26
II.3.4 : La production de GPL.....	28
II.3.4.1 : Les champs de gaz (pour plus de 60%).....	28
II.3.4.2 : Les raffineries de pétrole (pour moins de 40%).....	28
Chapitre III : Les phénomènes des transferts thermiques	30
III.1 : Introduction.....	31
III.2 : Théorie générale du transfert de chaleur	32
III.2.1 : Différents modes de transfert de chaleur.....	32

III.3 : Les échangeurs de chaleur	35
III.3.1 selon la construction	36
III.3.1.1 : Échangeurs double tubes (double pipes)	36
III.3.1.2 : Echangeur tube à faisceau et calandre	37
III.3.1.3 : Échangeurs à serpentin et tubes.....	37
III.3.1.4 : Échangeurs de chaleur à plaques.....	38
III.3.1.5 Échangeurs de chaleur à surface augmentée	39
III.3.2 : Selon le processus de transfert	40
III.3.2.1 : Contact indirect	40
III.3.2.2 : Contact direct.....	40
III.3.3 : Selon le type de courant de circulation	41
III.3.3.1 : Contre-courant	41
III.3.3.2 : Co-courant.....	41
III.3.3.3 : Courant croisé.....	42
III.3.4 : Selon le nombre de passe	42
III.3.5 : Selon la phase de fluide.....	43
III.3.5.1 : Echangeur gaz-liquide.....	43
III.3.5.2 : Echangeur liquide-liquide.....	43
III.3.5.3 : Echangeur gaz-gaz.....	43
Chapitre IV : Présentation de logiciel HYSYS	44
IV.1 : Problématique	45
IV.2 : Conception et simulation d'une unité de production.....	46
IV.3 : Présentation de HYSYS.....	46
IV.4. Les étapes d'utilisation du logiciel HYSYS	46
IV.4.1 : Choix des composés (Components).....	47
IV.4.2 : Les modèles thermodynamiques (Property Packages)	47
IV.4.3 : Modèle de Peng-Robinson	48

IV.4.4 : Le diagramme du procédé (PFD).....	49
IV.4.5 : Les spécifications du procédé	49
IV.5 : Spécifications du produit fini (gaz sec)	50
IV.6 : Vérification des paramètres design du l'unité HP	50
IV.6.1 : Comparaison entre le cas design et le cas design simulé.....	53
IV.7 : Vérification des paramètres actuels du l'unité HP	54
IV.7.1 : Calcul le débit actuel de gaz d'alimentation pour une seule chaine	54
IV.7.2 : Teneur en eau de gaz d'alimentation actuelle.....	57
IV.7.3 : Les spécifications de gaz d'alimentation actuel	48
IV.7.4 : Comparaison entre cas actuel et le cas actuel simulé.....	51
IV.8 : Optimisation des paramètres opératoires de fonctionnement de la section HP	52
IV.8.1 : Etude comparative spécifications du produit pour les deux cas	54
IV.8.1.1 : Spécifications de gaz de vente	54
IV.8.1.2 : Spécifications de liquide de la sortie	58
IV.8.2 : La consommation du propane et la quantité économisée	59
IV.8.2.1 : Quantité du propane économisée au niveau du module 0.....	59
Conclusion Général.....	62
Références.....	
Annexes	

Résumé

Le gaz naturel joue un rôle croissant dans le domaine de l'énergie, il a une grande importance en termes de ses réserves, il a de multiples avantages et usages. Le gaz naturel est l'une des ressources énergétiques les plus importantes au monde. Dans ce travail, nous avons étudié les procédés de séparation des gaz et l'amélioration de ses produits, cette étude a été appliquée sur le gaz qui existant dans la région du HASSI-R'MEL au niveau de MPP0 à l'aide de l'outil HYSYS, c'est est un programme efficace pour simuler les processus de séparation du gaz, où nous ajouterons le quatrième échangeur gaz-gaz pour but: refroidissement avec moins de consommation d'énergie et récupéré le plus de liquide possible. À la fin, les résultats ont été très positifs en augmentant le pourcentage d'extraction liquide du gaz brut total et en réduisant la consommation d'énergie dans le refroidissement. **Mots clés : Gaz, MPP0, HYSYS, Produits finis.**

Abstrat

Natural gas plays an increasing role in the field of energy, it has a great importance in terms of its reserves, it has multiple advantages and uses. Natural gas is one of the most important energy resources in the world. In this work, we studied the gas separation processes and the improvement of its products, this study was applied to the gas that exists in the region of HASSI-R'MEL at the level of MPP0 using the HYSYS tool is an efficient program to simulate gas separation processes, where we will add the fourth gas-gas exchanger for the purpose: cooling with less energy consumption and recovering as much liquid as possible. In the end, the results were very positive in increasing the percentage of liquid extraction of the total raw gas and reducing the energy consumption in cooling. **Keywords: Gaz, MPP0, HYSYS, Final products**

ملخص

يلعب الغاز الطبيعي دورًا متزايدًا في مجال الطاقة ، وله أهمية كبيرة من حيث احتياطياته ، وله مزايا واستخدامات متعددة. يعتبر الغاز الطبيعي من أهم مصادر الطاقة في العالم. و في هذا العمل قمنا بدراسة عمليات فصل الغازات وتحسين منتجاته، تم تطبيق هذه الدراسة على الغاز الموجود في منطقة حاسي رمل على مستوى MPP0 باستخدام برنامج هاييسيس، و برنامج فعال لمحاكاة عمليات فصل الغاز، و ذلك بإضافة مبادل غاز-غاز الرابع لغرض: التبريد باستهلاك أقل للطاقة واستعادة أكبر قدر ممكن من السائل. في النهاية كانت النتائج جد إيجابية وذلك برفع نسبة استخراج الزيوت من اجمالي الغاز الخام والتقليل من استهلاك الطاقة في التبريد. الكلمات المفتاحية: الغاز، معمل ، Oهاييسيس ، المنتوج النهائي.

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

La crise du pétrole a donné une importance croissante au gaz naturel comme source d'énergie. C'est la moins polluante et la plus performante des énergies fossiles, une énergie d'avenir en plein développement.

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, propre et le plus utilisées (souplesse d'utilisation), C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure. S'il est connu depuis l'antiquité, son utilisation s'est généralisée surtout après la seconde guerre mondiale. Dispose de nombreuses qualités abondance relative et écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction jusqu' aux consommateurs, en passant par le traitement, le transport, la distribution. [21]

L'élaboration des produits commerciaux à partir du pétrole et du gaz est réalisée par une série d'opération décrite dans le schéma de fabrication. Les unités de séparation nécessitent des quantités importantes d'énergie calorifique pour obtenir le gradient de température qui permettra le fonctionnement. De même, le cycle d'une unité consiste toujours à porter l'alimentation à haute température, puis à refroidir les produits obtenus à une température suffisamment basse permettant de les stocker dans des bacs. -En réalisant un circuit de récupération de chaleur entre l'alimentation froide et les effluents chauds par des équipements de récupération qui sont constitués par des appareils tubulaires d'échange de chaleur.

L'objectif de notre travail est « **optimisation des paramètres de fonctionnement de section HP a l'aide de l'outil HYSYS au niveau de MPP0 à HASSI-R'MEL** ».

Pour mener à bien notre étude, nous avons structuré notre mémoire en deux parties essentielle : partie théorique qui contient trois chapitres et partie pratique, tel que :

Le chapitre I, nous avons présenté la région de HASSI R'MEL et MPP « 0 », qui parle sur

Le chapitre II, nous avons donné une généralité sur le gaz naturel et spécifications des produits finis.

Le chapitre III, a été consacré au transfert thermique et les échangeurs de chaleur.

Dans la partie pratique nous avons d'abord présenté le simulateur utilisé Hysys, en mettant en évidence l'intérêt des simulateurs dans la résolution des problèmes de procédés, nous avons ensuite effectués quelques calculs préliminaires dont le but est de nous assurer de la fiabilité du logiciel Hysys par un choix judicieux du modèle thermodynamique, ainsi ce chapitre regroupe l'ensemble des résultats des paramètres de fonctionnement optimisés obtenus par simulation.

En conclusion, nous avons mis en évidence les principaux résultats obtenus.

Chapitre I : Présentation
Complexe du HASSI
R'MEL et MPP0

I.1 : Situation géographique

La Complexe de HASSI- R'MEL est située à 550Km au sud d'Alger à une altitude de 760m, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux.

Le climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes sont importantes variantes de -5°C en hiver à 45°C en été.



Figure I. 1 : Station géographique de HASSI R'MEL

I.2 : Historique de production du champ de HASSI R'MEL

Le gisement de HASSI R'MEL a été découvert en 1951, le premier puits, HR1, a été foré en 1952 à quelques kilomètres de Berriane, ce puits a mis en évidence la présence de gaz naturel riche en condensât et en GPL.

Entre 1957 et 1960 sept autres puits ont été forés (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8). Le gisement de HASSI R'MEL est classé 4eme au monde et 1er en Algérie, il est d'une superficie de 3500 km². Il s'étend sur 70 Km du nord au sud et de 50 Km d'est en ouest, avec une énorme réserve de gaz estimée de 2415 billions m³. Ce gaz se trouve entre 2110 m et 2280 m de profondeur.

Le développement du champ de HASSI R'MEL a été fortement lié au développement technologique de l'industrie du gaz naturel dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays [1].

I.3 : Présentation des secteurs de HASSI R'MEL

Le champ de HASSI R'MEL comprend trois secteurs :

- a) **Secteur Nord** : qui comprend : Le module 3 et une station de compression.
- b) **Secteur centre** : qui comprend : 3 modules 0, 1 et 4.
 - CSTF (Centre Stock age and Transfers Facility).
 - CTH (Centre de Traitement d'Huile).
 - L'unité de phase B.
 - SBC.
- c) **Secteur sud** : qui comprend : Le module 2, une station de compression, Djebel Bissa, HR sud. Les quatre unités 1, 2, 3 et 4 de traitement du gaz ont une capacité de 80 millions m³/ jour.

Chacune cependant le module 0 a une capacité de 30 millions m³/ jour et Djebel Bissa de 6 millions m³/jour.

Les deux centres de compression Nord et Sud sont conçus pour la réinjections du gaz sec dans des puits injecteurs pour faire entraîner les lourds (la richesse) et réinjections du gaz de vente, gaz pour les GNL en cas de problème ou révision des unités.

Un autre poste de compression qui est appelé Boosting est actuellement en service, il est conçu pour augmenter la pression d'entrée du gaz des modules de traitement du gaz afin d'assurer l'exploitation continue du champ du gaz. [1]

I.4 : La capacité de production actuelle

Le développement final du champ a permis d'atteindre les capacités de production suivantes :

- 100 milliards de mètre cubes de gaz par an.
- 12 millions de tonne de condensât par an.
- 3.5 millions de tonnes de GPL par an.
- 700 milles de tonnes de pétrole brut par an.

I.4.1 : Installations gazières du champ de HASSI R'MEL

Le plan d'ensemble des installations gazières implantées sur le champ de HASSI R'MEL est élaboré de façon à avoir une exploitation rationnelle du gisement et pouvoir récupérer le maximum de liquide. Les cinq modules de traitement de gaz (0, 1, 2, 3, et 4) sont disposés d'une manière alternée par rapport aux deux stations de compression tel que présenté sur la figure I.2 ci-dessous.

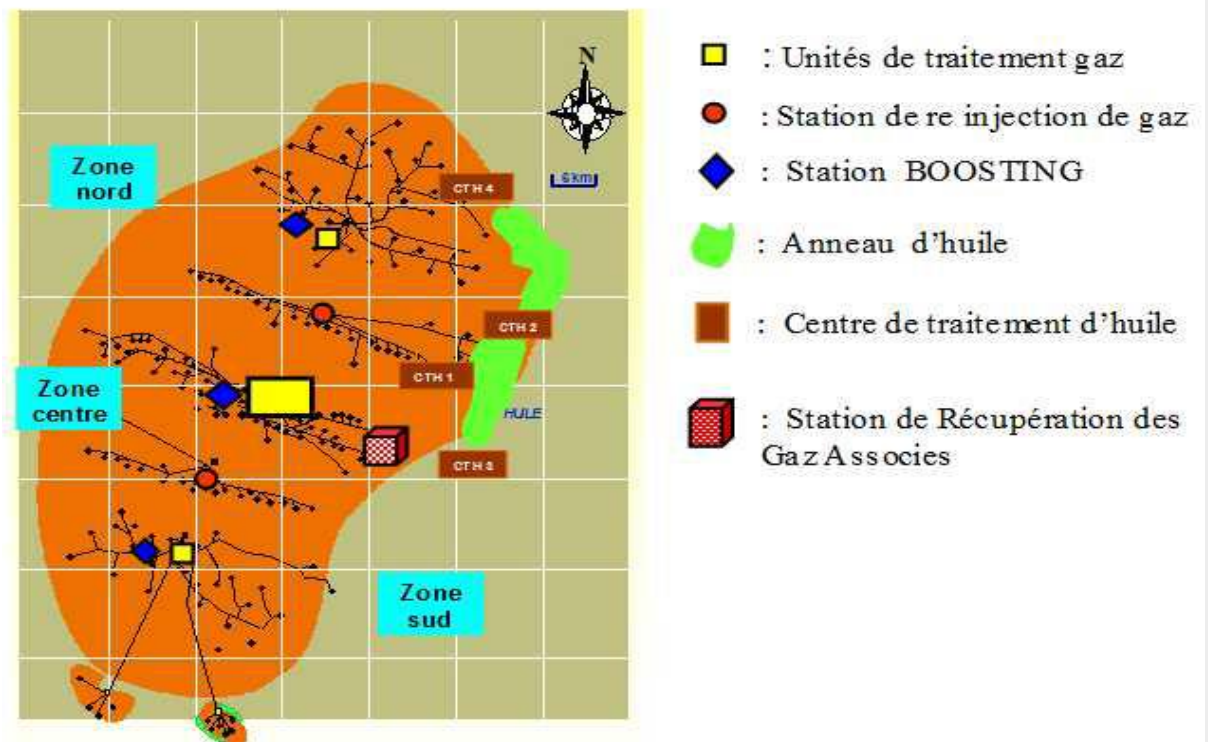


Figure I. 2 : Le champ de HASSI R'MEL

Tableau I. 1 : Différentes zones de HASSI R'MEL

Zone nord	Zone centre	Zone sud
<ul style="list-style-type: none"> - Module de traitement de gaz 0, 1 et 4 et les installations communes (communs ou Phase B). - Station Boosting centre (SBC). -Centre de stockage et de transfert (CSTF). - Centre national de dispatching de gaz (CNDG). - Station de récupération des gaz associés (SRGA). 	<ul style="list-style-type: none"> - Module de traitement de gaz 3. - Station de compression nord (SCN) 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.

I.4.2 : Les stations de compression

Le but de ces stations est de réinjecter le gaz sec traité au niveau du gisement pour le maintien de la pression à fin de récupérer le maximum de liquides, il existe deux stations de compression Nord et Sud d'une capacité de chacune est de 90 millions m³/J.

I.4.3 : Le stockage et l'expédition des hydrocarbures liquides

Le condensât et le GPL, produits par tous les modules sont acheminés vers le centre de stockage et de transfert CSTF qui se trouve dans la zone centrale de HASSI R'MEL, ils sont débarrassés des éventuelles quantités d'eau résiduelle et comptabilisée avant d'être expédié vers SP4 puis vers Arzew.

Le CSTF comprend trois bacs de 35000 m³ et quatre bacs de 45000 m³ chacune pour le formées dans les sphères, sous l'effet de la température ambiante sont comprimées par des

turbocompresseurs, condensées puis remises dans le stockage pour éviter le problème de vaporisation (boil Off) du GPL.

I.4.4 : Centre national de dispatching de gaz

Son rôle est la collecte de toutes les quantités de gaz produites au niveau de HASSI R'MEL et du gaz provenant de l'extrême sud via les gazoducs GR1 et GR2. Ces quantités sont ensuite distribuées vers centres de consommation, comme les centres GNL, SONELGAZ, et à l'étranger, Italie via la Tunisie et l'Espagne via le Maroc GME.

I.4.5 : Station de récupération des gaz associé

C'est une unité qui a démarré le 18 Avril 1999, avec une capacité de 4 millions sm³/jour design, elle comporte quatre turbos compresseurs avec une capacité unitaire de 1×10^6 m³/jour.

I.4.6 : HR-Sud :

Ce projet comporte une unité de traitement de gaz naturel, destiné à traiter le gaz brut pour obtenir du gaz sec et la récupération des hydrocarbures liquides .avec une unité de boosting pour la récupération des gaz associé de CTH sud

I.4.7 : Le centre de traitement d'huile

Cinq unités sont implantés à HASSI R'MEL (CTH1, CTH2, CTH3, CTH4 et CTH-Sud), elles sont dotées de séparateurs et de bacs de stockage qui permettent de produire le pétrole brut et de le transférer au module 0 pour stockage intermédiaire avant d'être expédié vers SP4 (station de pompage et de transport).

I.5 : Les techniques de traitement de gaz dans les modules de HASSIR'MEL

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

- ✚ **Procédé Pritchard** : Le gaz brut venant des puits à 140 bar et 65°C et refroidit à travers une série d'échangeurs gaz/gaz et de chiller au propane avant d'être détendu isenthalpiquement dans une vanne Joule Thomson jusqu'à 80 bar et -16°C. Les liquides récupérés dans les différents ballons séparateurs sont stabilisés dans le déethaniseur puis fractionnées en condensât et en GPL dans le dépropaniseur.
- ✚ **Procédé Hudson** : Le gaz brut provenant des puits arrive au aux module traitement à 140 bar et 65°C, entré dans un diffuseur qui le répartie en trois charges, alimentant chacune un train. La capacité de production d'un train est de 20. 106 SM3 de gaz sec. Ce procédé est utilisé dans les modules II, III et IV.

Le procédé Hudson est le plus performant son taux de récupération est de 70%, et 65% pour le procédé Pritchard.

I.6 : Présentation Du Module (0)

Le Module "0", désigne une installation de traitement de gaz. Il est le premier à être construit à HASSI R'MEL par les français en 1961 avec deux unités seulement. Le MPP "0" a connu plusieurs évolutions très importantes.

En 1971 à 1973 la construction et mise en service de six unités identiques qui permettent actuellement de séparer le condensat et la récupération de gaz de vente.

Dès 1983 à 1986 la construction et mise en service de la phase B par un contrat signé entre l'entreprise nationale SONATRACH et l'entreprise Japonaise JG corporation qui permet de stabiliser le condensat et la récupération de GPL.

Le MPP "0" a une mission importante au niveau de la région de HASSI R'MEL, comme tous les autres modules, car il traite en moyenne plus de 30 millions de m³/j de gaz brut, il est alimenté par 15 puits qui sont situés dans zone centrale de HASSI R'MEL et regroupés dans trois collecteurs : E4(HR:11,16,22,23 et 57), E5(HR: 53,54,32,33,10 et 34) et W7 (HR: 15,18,19 et 20), à l'entrée du Module les collecteurs sont regroupés dans un MANIFOLD qui va aller vers le Boosting pour une augmentation de pression jusqu'à 110 bars en moyenne.

Pour le bon déroulement du procédé de séparation du gaz brut le MPP (0) est divisé en différentes zones qui sont :

- Zone de séparation de condensat.
- Zone de stabilisation de condensat et récupération du GPL.
- Zone de régénération du glycol (DEG).
- Zone de stockage intermédiaire du condensat et du brut des CTH.
- Zone des eaux huileuses et fosse de brûlage.
- Zone de torche.

Les utilités du MPP (0) viennent de la phase B (phases communes) telles que :

- Propane liquide (HP et MP)
- Eau de refroidissement
- Fuel gaz
- Azote et air instrument.

I.7 : La Capacité de production.

Le module "0" est conçu pour la production de 30 millions de standard mètre cubes par jour de gaz de vente, la récupération de 1500 tonnes par jour de condensat et 300 tonnes par jour de GPL à une pression d'alimentation en gaz brut de 140 bars.

Actuellement avec la chute de la pression d'alimentation à 57 bars, les installations permettront la récupération de 2300 tonnes par jour de condensat, 630 tonnes par jour de GPL et 30 millions de standard m³ de gaz de vente.

- Pression : 140 bars effectifs max, 100 bars effectifs min.
- Température : 65°C max, 45°C min.

I.8 : Le procédé utilisé dans le module (0).

Le procédé "PRITCHARD" basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par des détente simples avec en plus l'utilisation de propane comme réfrigérant pour atteindre en fin de cycle des températures voisine de -23°C.

I.9 : Les caractéristiques des compositions de la charge d'alimentation (gaz brut)

Tableau I. 2 : Fraction molaire des compositions de gaz brut (Voir Annexe 1, 2 et 3)

N°	Composants	Formule	Fraction molaire %
01	Dioxyde carbone	CO ₂	0.20
02	Azote	N ₂	5.56
03	Méthane	CH ₄	78.36
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	0.59
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 ⁺	0.57
		total	100.0

I.10 : Description du procédé

I.10.1 : Zone de séparation de condensât

Le gaz brut provenant des puits de gaz pénètre dans les installations sous forme d'un mélange biphasique. Il est distribué par le diffuseur V-1001 aux six chaînes parallèles de séparation de condensât. Ensuite il se dirige vers le séparateur V-1101 à travers successivement la vanne à fermeture rapide UASV-1101 et la vanne régulatrice de pression PCV-1114.

Les liquides provenant de V-1101 sont détendus adiabatiquement dans le V- 1004/ABCD jusqu'à 86 bars. La PCV1021 détendra l'excédent de gaz dans le cas où la pression dépasse 90 bars et le niveau dans le V-1101 est réglé par la vanne LCV- 1101 et la PCV-1004 assuré la distribution de la charge des V-1004/ABCD.

Les vapeurs des V-1004/ABCD sont envoyés dans les séparateurs froids V-1203 et V-1303, alors que les liquides sont détendus adiabatiquement dans le séparateur triphasique V-1012/ABC jusqu'à 30 bars.

L'eau est drainée vers le borbier par l'intermédiaire de la LCV-1009, les hydrocarbures vapeurs sont envoyés vers le ballon tampon V-401 à travers la PCV- 1022 et les hydrocarbures liquides seront dirigés vers l'échangeur E-411 à travers la LCV-1008 avant de rejoindre le V-401.

Les vapeurs venues de séparateur V-1001 sont simultanément séchées et refroidies dans l'échangeur gaz/gaz HE-1101/ABCD, l'échangeur gaz/liquide HE- 1102 et le chiller E-401 utilisant le propane comme agent réfrigérant, les vapeurs sont ensuite détendus adiabatiquement à environ 82 bar et -13°C dans la vanne Joule Thomson PCV-1117 avant de rejoindre le séparateur froid V-1103 à travers le piège à hydrates V-1102.

Le séchage du gaz brut s'effectue par l'injection d'une solution de diéthylène glycol dans la plaque tubulaire d'entrée de chaque échangeur afin d'éviter la formation d'hydrates.

Le gaz provenant du séparateur froid V-1103 refroidi à contre-courant le gaz brut dans le HE-1101/ABCD coté calandre et il passe à travers la vanne de contrôle de débit FRCV-1102 pour rejoindre le gaz des autres unités avant d'entrer dans le Manifold de sortie comme gaz de vente à une température de 60°C et une pression de 71 kg/cm².

La température du V-1103 est contrôlée par la TCV-1101 qui by-pass une partie du gaz provenant du séparateur froid sur les échangeurs gaz/gaz HE-1101/ABCD coté calandre.

Les hydrocarbures liquides et le glycol sortent du fond de V-1103 à travers la vanne LCV-1105 pour traverser l'échangeur HE-1102 coté calandre et l'échangeur E-411 avant de rejoindre les séparateurs tri-phasiques de glycol V-1009/ABC.

La PCV-1025 assure la répartition des charges sur les V-1009/ABC et la PCV-1023 maintiennent une contre pression de 28 bars et permet au gaz de s'échapper vers le ballon tampon V-401.

Les hydrocarbures liquides des V-1009/ABCD s'écoulent vers le V-401 par l'intermédiaire de la LCV-1007. Le glycol hydraté sort des V-1009/ABC par la vanne LCV-1006 au bac T-3001 et puis vers le ballon B-2401. **(Voir Figure I.3)**

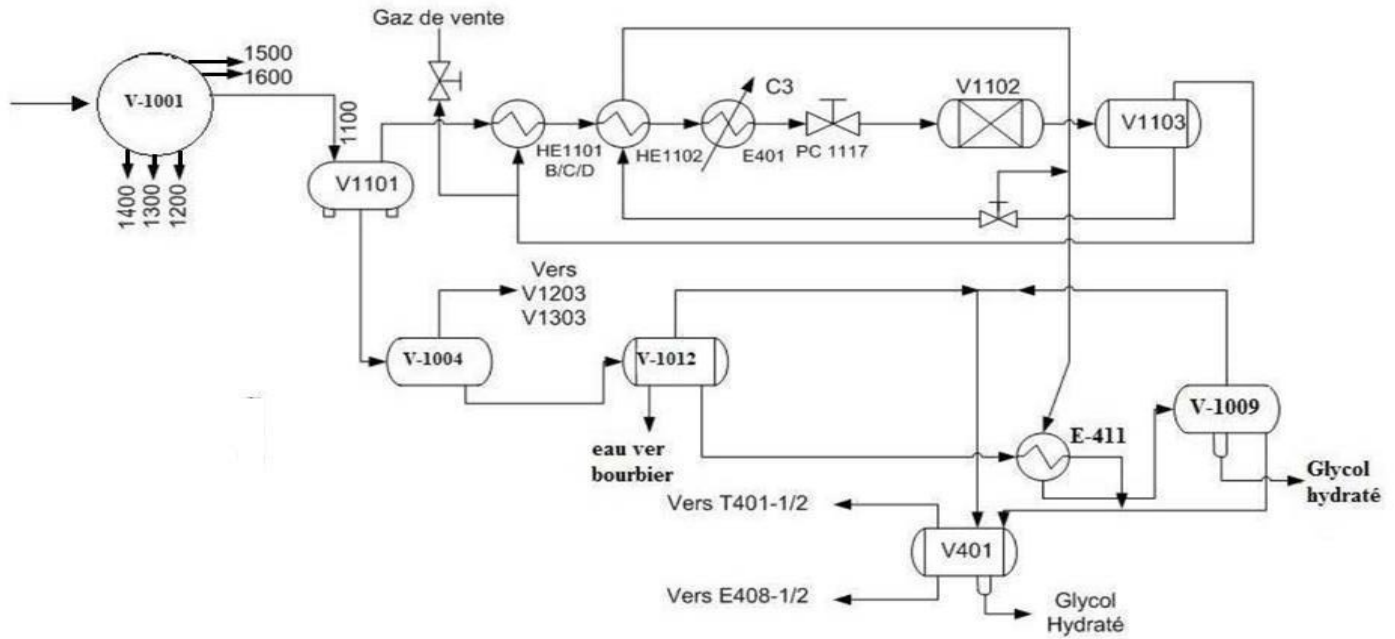


Figure I. 3 : Séparation de condensât

I.10.2 : Zone de stabilisation du condensât et récupération du GPL

Cette zone a pour objet de stabiliser le condensat et de produire le GPL à partir des liquides récupérés du gaz brut dans la zone de la séparation du condensat.

La charge liquide provenant de V401 à 12 C° est préchauffe au niveau de E408 pour remonter sa température à 40C° avant son admission dans la colonne T40(déethaniseur), elle est pulvérisée au niveau de déflecteur de la colonne pour favorises le flash.

La charge gazeuse pénètre directement dans la colonne au même niveau que la charge liquide dans la zone de flash.

Au niveau de déethaniseur, les légères remontent et les lourds descendent, les légers (C₂) remontant entraînent avec eux des constituants lourds, qui seront à leur tour condensé par reflux froids (principale et latérale) et es lourds en descendant entraîne avec eux une partie des

légers qui seront poussés vers le sommet de la colonne par l'intermédiaire de rebouilleur {principale et latérale). Au sommet de la colonne sort le gaz constitué de C_1 et C_2 à une pression de 20.5 kg/cm^2 et une température de -13°C et envoyer vers la compression pour remonter sa pression à 75 kg/cm^2 avant l'injection dans le gaz de vente.

Le fond de déethaniseur est constitué de deux compartiment une partie est de côté four H401, c'est le rebouilleur principal et l'autre partie qui sera la charge de débuthaniseur (condensat amoindri de C_2). La rectification des produits de tête et le fond se fait au niveau des plateaux, qui sont au nombre de 34 plateaux pour le déethaniseur

La charge de débuthaniseur provenant de fond de déethaniseur est préchauffée dans l'échangeur E409 à contre-courant avec le fond de débuthaniseur puis introduit au niveau du plateau par l'intermédiaire du déflecteur.

En tête de la colonne, on récupère les vapeurs de C_3 et C_4 , qui sont condensés dans les aéro-réfrigérant E407, puis stockées dans le ballon V404, une partie est envoyée vers le stockage final et l'autre est utilisés comme reflux de tête T402.

Le produit de fond de débuthaniseur constitué de condensat stabilisé, qui a son tour est refroidit dans les échangeurs E409, E402 et E408, puis les aéro-réfrigérant E403 (4) pour être ainsi envoyer vers le CSTF (stockage à 40°C et une pression de 9 kg/cm^2), l'autre partie est récupérée dans le ballon de reflux V403, puis refroidit dans les chiller E404 et E405 avant son injection dans le T401 pour maintenir la température de tête à 13°C .

Le condensat stabilisé et le GPL sont dirigés vers les réservoirs On-spec, lorsque ces produits sont devenus conformes aux spécifications, le GPL Off-spec est envoyé vers les sphères de module 4 pour le traité et le condensat Off-spec est envoyé vers les bacs T3001 puis transféré vers T3004/T3005.

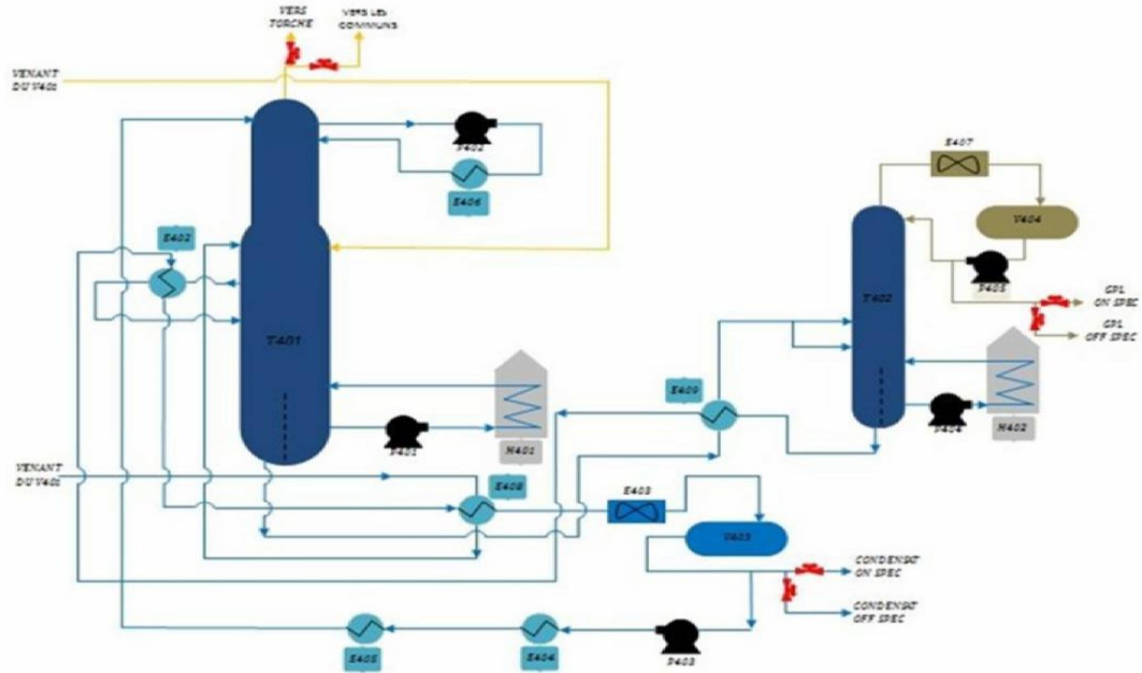


Figure I. 4 : Schéma représente la stabilisation du condensât et récupération du GPL

I.10.3 : Zone de régénération de glycol

L'alimentation de l'unité s'effectue à partir des différents séparateurs trisphasique V1009A/B/C où le DEG a été recueillie après son utilisation pour la prévention des hydrates.

Le DEG riche est pré filtré F-201A/B (seuil de filtration à 50 microns) puis est préchauffé de 25°C (respectivement -6°C) à 50°C (respectivement 40°C) par échange de chaleur avec le DEG pauvre chaud à travers un échangeur glycol/glycol de préchauffe HE-301A/B, il est ensuite envoyé vers le séparateur d'huile (séparateur triphasique V301) où les gaz dissous et les hydrocarbures liquides entraînés sont retirés respectivement par flash et par décantation.

La pression du séparateur est maintenue à 4.22 kg/cm² à l'aide d'un régulateur de pression PIC-301 situé vers la torche.

Le condensat d'hydrocarbure est retiré du tuyau de trop-plein par un régulateur de niveau LC-301 et envoyé vers le back de stockage de condensat T3001.

Le DEG riche quitte le séparateur et s'écoule à travers un filtre glycol F-301A/B. Chaque filtre est conçu pour filtrer 100% du débit et pour retirer les particules de dimension égale ou supérieure à 5 microns, avant d'entrer dans la colonne de régénération T301, le DEG riche est chauffé jusqu'à approximativement 95°C (respectivement 80°C) avec le DEG pauvre chaud à travers un second échangeur de chaleur glycol/glycol HE-302.

Dans la colonne de distillation, le DEG se mélange pénétré en 3^{ème} plateau à partir du sommet de la colonne et il est mis en contact avec la vapeur d'eau chaude qui est générée dans régénérateur de glycol H-301, une certaine quantité d'eau est retirée sur les plateaux perforés et le glycol est chauffé à une température proche de la température de service de régénérateur.

Les vapeurs des produits de tête de distillation en provenance de la colonne se dégradent à 104°C vers le condenseur de reflux de régénérateur EF-301, où elle est refroidie à 59°C, elles sont condensées et reçues dans vers le ballon de reflux V302. Un soutirage environ 25% de cette eau est renvoyé en tête de la colonne de régénération comme moyen de reflux à l'aide des pompes de reflux du régénérateur P302A ou B.

Le glycol régénéré est alors envoyé vers le back de glycol T2253 à environ 40°C à travers les échangeurs de chaleur E-302, E301A et B coté calandre comme décrit plus-haut.

I.10.4 : Zones de stockage

I.10.4.1 : Zone de stockage de brut

Cette section contient trois bacs de stockage T3002, T3003, T3006 et les pompes d'expédition P3003 /ABCDE, P3002/ABC et P 3001/C. On reçoit le brut des « C.T.H 1, 2, 3 et 4 sud ». Après le stockage et le temps de rétention, l'eau est drainée au fond des bacs par la pompe P2404/ABC vers bourbier, ensuite on fait l'expédition vers les stations de pompage

(SP1, SP4) avec les pompes P3003 (A/B/C/D/E), après passage par les pompes booster P3002/ABC et P3001/C.

Toutes les purges de pompière se dirigent vers la fosse S 455 et par P 455A/B vers la ligne de production de brut T3002, T3003, T3006.

I.10.4.2 : Stockage intermédiaire de condensât

Cette section contient trois bacs de stockage T 3001, T3004 et T 3005 et les pompe de transfert P3001A/B (T3001 vers T3004 ou T3005) et les pompes d'expédition de condensat P407A/B vers CSTF et les pompes P2403/ABC de Glycol hydraté vers les unités de régénération de Glycol.

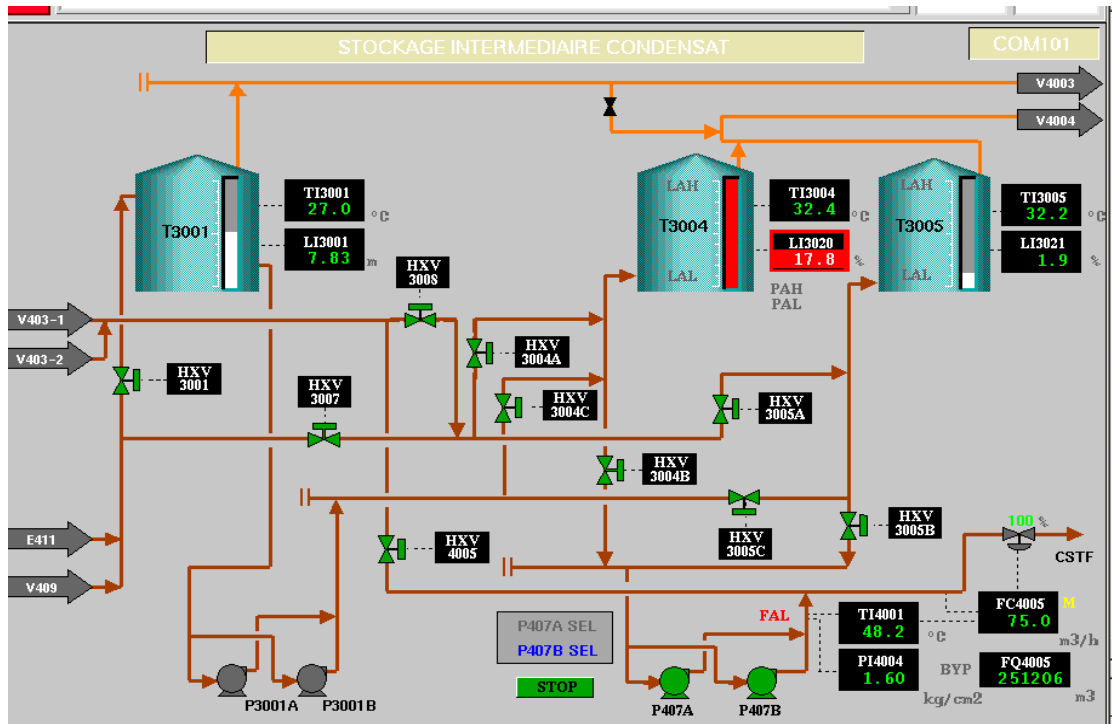


Figure I. 5 : Stockage intermédiaire du condensât

Chapitre II : Spécification des finis

II.1.Introduction

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Dispose de nombreuses qualités abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs.

La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction jusqu' aux les consommateurs, en passant par le traitement, le transport, la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH₄). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone d'où son nom d'hydrocarbure.

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de HASSI R'MEL, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité en l'an 2002. Elle est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m³ de production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

II.2 : Gaz naturel

II.2.1: Définition de gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange gazeux naturellement présent dans certaines roches poreuses. Utilisé pour le chauffage, la cuisson ou l'eau chaude, c'est l'une des principales sources d'énergie utilisées dans le monde. C'est également le combustible fossile le moins polluant générant 25 à 50% d'émissions en moins que les autres [2]

Autre définition :

Les gaz naturels sont presque toujours saturés en humidité car ils sont souvent en contact avec une phase aqueuse (sauf bien évidemment après une phase de déshydratation et/ou de réchauffage au contact de l'eau).

II.2.2 : Types de gaz naturel

On distingue deux types de gaz :

Le gaz humide, riche en fraction condensable et **le gaz dit sec** essentiellement constitué de méthane. Pour le gaz sec le traitement consiste simplement à en éliminer les impuretés avant de le commercialiser, il découvre en même temps qu'un gisement d'huiles est qualifié de **gaz associé** mais ce gaz humide peut se trouver dans des gisements de gaz uniquement. Il est alors dénommé gaz humide non associé.

Les gaz de pétrole liquéfié (GPL) et les liquides de gaz naturel (GNL) sont très recherchés par les raffineurs et sont essentiellement utilisés comme matière première dans la pétrochimie à HASSI R'MEL avec une teneur en hydrocarbure liquide d'environ 220 grammes par m³ permet chaque année l'extraction de plus de 19 million tonnes de GNL et d'environ 4 millions de GPL. Quant à la production de gaz naturel, elle est estimée à 100 milliards de m³ aujourd'hui. [2]

II.2.3 : Classification des pays qui produisent le gaz naturel

Tableau II. 1 : Classification certains pays qui produisent le gaz naturel [3]

N°	Pays	Gaz naturel - production (mètres cubes)	Année
01	États-Unis	772 799 987 712	2020
02	Russie	665 600 000 000	2020
03	Iran	214 499 999 744	2020
04	Qatar	166 400 000 000	2020
05	Canada	159 099 994 112	2020
06	Chine	145 899 995 136	2020
07	Norvège	123 900 002 304	2020
08	Arabie saoudite	109 299 998 720	2020
09	Australie	105 200 001 024	2020
10	Algérie	93 499 998 208	2020
11	Turkménistan	77 450 002 432	2020
12	Indonésie	72 090 001 408	2020

II.2.4 : Pouvoir calorifique supérieur et inférieur (PCS et PSI)

Le pouvoir calorifique massique ou volumique représente la quantité d'énergie dégagée par unité de masse ou de volume du carburant lors de la réaction chimique de combustion complète conduisant à la formation de CO₂ et H₂O.

Le carburant est pris sauf mention contraire à l'état liquide et à une température de référence généralement 25°C. L'air et les produits de combustion sont considérés à cette même température. On fait la distinction entre le PCS et PCI, selon que l'eau obtenue par combustion se trouve à l'état liquide ou à l'état gazeux [4].

II.2.5 : Composition chimique de gaz naturel

La composition chimique est nécessaire pour l'étude de vaporisation, elle sert aussi à calculer certaines propriétés du gaz en fonction de la pression et de la température telles que compressibilité et densité et aussi sert à définir les conditions de traitement du gaz lors de l'exploration (extraction des produits liquides) [5].

II.2.6 : 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 :

$$PV = Z.n.R.T \quad (II.1)$$

Le facteur de déviation $Z = 1$ à basses pressions et hautes températures, ce qui signifie que le gaz comporte comme un gaz parfait dans cette conditions. Dans les conditions atmosphériques ou standards, le facteur Z est toujours approximativement égale 1.

Des corrélations empiriques de facteur Z pour les gaz naturels a été développé avant l'invention de computer. Malgré, leur utilisation est en déclin, elles peuvent être encore utilisées pour l'estimation rapide de facteur Z. l'utilisation des abaqes nous donne une autre méthode de détermination de facteur Z d'un mélange gazeux [6].

II.2.7 : Les avantages du gaz naturel

Le gaz naturel présente de nombreux avantages pour les consommateurs comme suivante :

- **Économique** : le prix du gaz naturel est très compétitif comparé aux autres énergies.
- **Performant** : il permet de profiter de systèmes de chauffage particulièrement efficaces, comme la chaudière à condensation.
- **Pratique** : facile à raccorder, le gaz naturel est disponible en continu et ne nécessite aucun stockage ou réapprovisionnement.
- **Confortable** : le gaz naturel possède un bon pouvoir calorifique, synonyme de confort et d'efficacité énergétique.
- **Respectueux** : le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant et s'associe idéalement avec les énergies renouvelables [2].

II.3 : Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

II.3.1 : Définition de GPL

L'appellation « GPL est Gaz de Pétrole Liquéfiés » ou « LPG en anglais » peut qualifier deux gaz à l'état liquide : le propane (C_3H_8) et le butane (C_4H_{10}). Ce sont tous les deux des hydrocarbures (saturés) qui sont composés de liaisons simples d'atomes de carbone et d'hydrogène.

Ils présentent l'intérêt de se liquéfier sous pression moins forte que les autres gaz (notamment le méthane) entre 1,5 bar et 7 bar, soit une pression équivalente à celle de l'eau du robinet ou à celle de l'air dans un pneu [7].

II.3.2 : Compositions chimiques de GPL

Les molécules de propane et de butane sont formées respectivement de 3 et 4 atomes de carbone et de 8 et 10 atomes d'hydrogène. Ces atomes sont tous reliés par des liaisons simples (ou covalentes). Cela signifie que tous les atomes liés entre eux mettent en commun un

électron de leurs couches externes afin de former des doublets d'électrons qui maintiennent l'attraction entre les atomes.

Le propane et le butane sont naturellement gazeux à pression atmosphérique (1 bar) et à température ambiante (15°C). Ils peuvent toutefois facilement être liquéfiés et sont alors qualifiés de GPL, cet état liquide permet de les manipuler, de les transporter et de les stocker dans de faibles volumes. En effet, 1 litre de butane liquide libère 239 litres de gaz (à 15°C sous 1 bar de pression) et 1 litre de propane liquide libère 311 litres de gaz (15 °C sous 1 bar de pression).

Le propane et le butane se différencient l'un de l'autre par la température et la pression auxquelles ils passent de l'état gazeux à l'état liquide. A pression atmosphérique (1 bar), le propane devient liquide en dessous de -42°C tandis que le butane passe à cet état dès que la température descend en dessous de 0°C.

A titre de comparaison, le méthane (CH₄), principal composant du gaz naturel se liquéfie sous haute pression (47 bar à - 82°C) ou à très basse température (1 bar à -161°C).

Notons que le GPL carburant, c'est un mélange de propane et de butane à également un point de liquéfaction différent de celui des deux gaz, le constituant : il se situe à température égale - 25°C et à pression atmosphérique [7].

II.3.3 : Les caractéristiques du GPL [8]

Densité : Dans l'état gazeux il est plus lourd que l'air : La densité du propane est de 0.51 et celle du butane est de 0.58.

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

Tension de vapeur : Soumis à des températures supérieures à leur point d'ébullition, le propane et le butane ne peuvent être amenés à l'état liquide sous pression ou par réfrigération.

Le GPL à une tension de vapeur à 20 °C égale à :

- Pour le butane : $P = 2$ bar.
- Pour le propane : $P = 8$ bar.

Température d'ébullition : à la pression atmosphérique, la T_{eb} du butane est de -0.6 °C et celle du propane est de -40 °C.

Impuretés : le GPL produit au niveau des différents champs doit répondre aux spécifications suivantes :

- Teneur en gaz sec inférieure ou égale à 3 % mol.
- Teneur en condensât inférieure ou égale à 0.4 % mol

Odeur et couleur : le GPL est incolore, soit à l'état vapeur ou liquide et pratiquement inodore. Pour des raisons de sécurité un odorant doit être ajouté pour la détection des fuites, cet odorant est à base de soufres appelés **Mercaptans**.

Toxicité : le **GPL** s'enflamme dans l'air, il émet un gaz considéré comme toxique. Le gaz en question dénommé le monoxyde de carbone est formé suite à une combustion.

PCS en Kcal / Nm³ :

- n-C₃ = 22506.
- i-C₄ = 29460 et n-C₄ = 29622.

II.3.4 : La production de GPL

II.3.4.1 : Les champs de gaz (pour plus de 60%)

En moyenne, un champ de gaz naturel fournit près de 90 % de méthane (CH₄) mais aussi 5 % de propane et 5 % d'autres gaz dont le butane. Schématiquement, on refroidit le gaz naturel extrait pour en séparer les différents constituants. On obtient alors des GPL (butane et propane à l'état liquide), alors que le méthane se trouve encore à l'état gazeux, ces gaz ayant des points de liquéfaction différents. Du butane et du propane sont également récupérés lors de l'extraction de pétrole, sous forme de gaz associés dissous (d'où l'appellation de gaz « de pétrole » liquéfiés).

Les pourcentages de butane et de propane contenus dans le gaz naturel et le pétrole brut sont très variables d'un gisement à un autre.

II.3.4.2 : Les raffineries de pétrole (pour moins de 40%)

Lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3 % de l'ensemble des produits obtenus, ils constituent les coupes les plus légères issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL

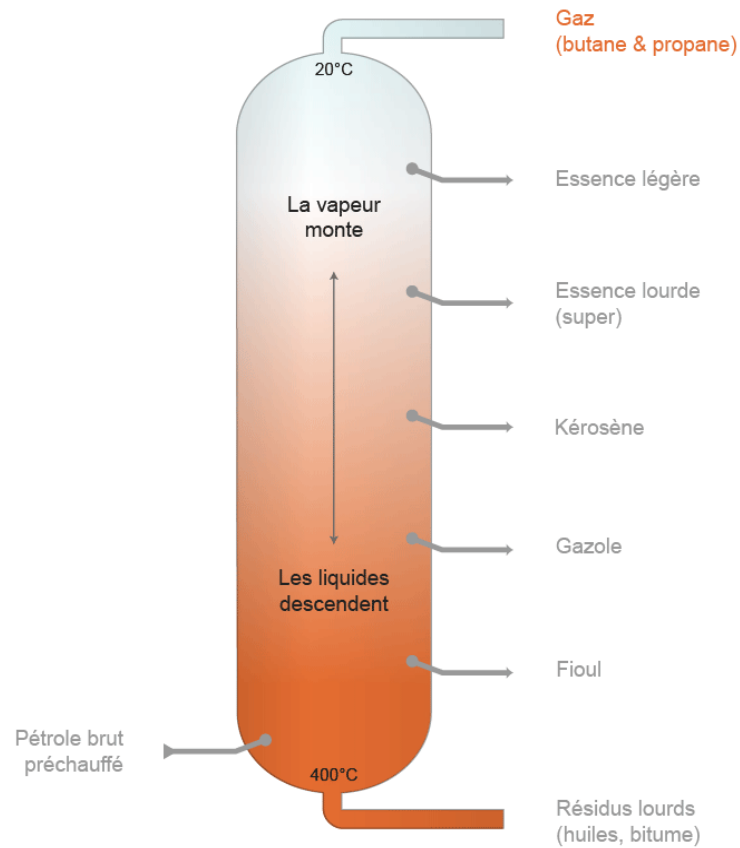


Figure II. 1 : Produits issus de la distillation du pétrole brut [7]

*Chapitre III : Les
phénomènes des transferts
thermiques*

III.1 : Introduction

Dans les installations industrielles, il est souvent nécessaire d'apporter une quantité de chaleur importante à une partie du système. Dans la majorité des cas, la chaleur est transmise à travers un échangeur de chaleur.

L'échangeur de chaleur est un équipement qui permet d'assurer un transfert de chaleur (entre deux fluides, chaud et froid, sans qu'il ait un contact direct entre ces derniers. Ce transfert de chaleur est peut être effectué sans changement de phase (c'est-à-dire que le fluide à refroidir peut conserver son état physique, liquide ou gazeux) ou avec un changement de phase, c'est le cas des condenseurs, évaporateurs, bouilleurs, ou des tours de refroidissement. On distingue généralement trois classes d'appareils, correspondant à des fonctions très spécifiques :

- **Les échangeurs et réfrigérants** dans lesquels ne se produit aucun changement de phase, la désignation « échangeurs » est réservée aux appareils où le transfert entre fluides chaud et froid correspond effectivement à une récupération de chaleur, alors que le terme « réfrigérant » s'applique aux appareils où l'on refroidit l'effluent par un fluide auxiliaire.
- **Les condenseurs** qui permettent la condensation et le refroidissement d'un effluent vapeur en tête de colonne, soit à l'aide d'un fluide froid, soit à l'aide d'un fluide auxiliaire (eau, air, produit frigorigène ...).
- **Les rebouilleurs** qui assurent une vaporisation partielle des produits des fonds de tours grâce à la circulation d'un effluent chaud, ou d'un fluide auxiliaire. [14]

Dans tous ces appareils la surface de transfert est matérialisée par des tubes dont les divers arrangements permettent de résoudre avec satisfaction les nombreux problèmes de récupération de chaleur rencontrés dans l'industrie.

Le schéma fonctionnel d'un échangeur de chaleur classique est généralement défini comme suivante :

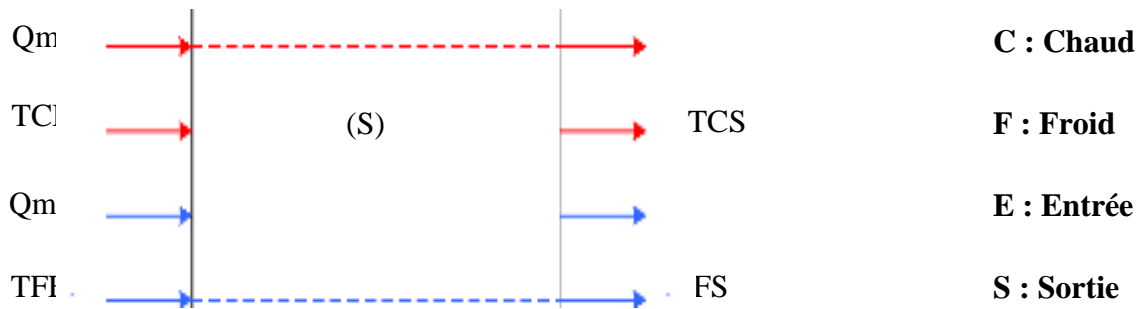


Figure III. 1 : Stockage intermédiaire du condensât

Les paramètres de l'échangeur : Son coefficient d'échange global K et sa surface d'échange S .

III.2 : Théorie générale du transfert de chaleur

Le transfert de chaleur se produit entre deux corps dont les températures sont différentes, la chaleur se déplaçant du corps le plus chaud vers le corps le moins chaud jusqu'à ce que les températures des deux corps soient équilibrées.

III.2.1 : Différents modes de transfert de chaleur

Le transfert de chaleur entre deux corps isolés et à températures différentes peut se faire de trois façons différentes : Par conduction, par convection et par rayonnement.

Le transfert de chaleur à travers une paroi s'effectue de trois manières différentes :

- a. Par conduction :** La chaleur se propage en traversant la paroi de la face la plus chaude vers la face la plus froide. C'est par la conduction que la chaleur traverse les parois de notre habitation. Nous verrons plus tard que le rôle d'un isolant est de freiner le transfert. On parlera de la résistance thermique du matériau.

$$\vec{\varphi} = -\lambda \cdot S \overrightarrow{\text{grad}} (T) \quad (\text{III.1})$$

Ou sous forme algébrique :

$$\varphi = -\lambda \cdot S \frac{\partial T}{\partial x} \quad (\text{III.2})$$

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) [15]

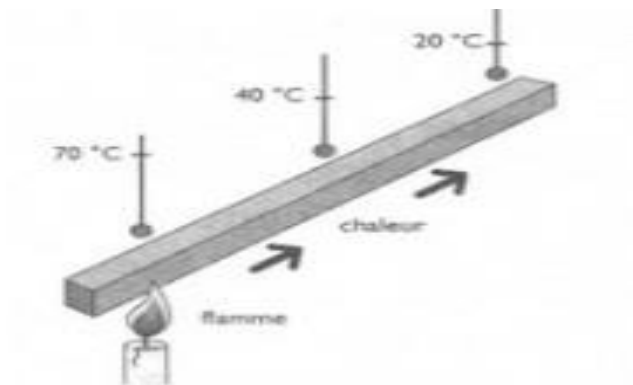


Figure III. 2 : Transfert thermique par conduction

- b. Par convection :** L'air en contact avec la surface des parois s'échauffe ou se refroidit de ce qui crée un flux d'air qui transporte la chaleur. On verra dans notre étude thermique que c'est l'un des facteurs d'échange thermique superficiel.

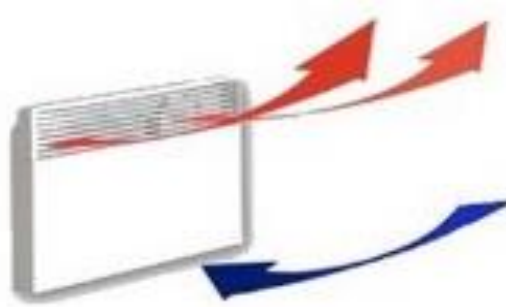


Figure III. 3 : Transfert thermique par convection

De façon macroscopique, elle est décrite par la loi de Newton qui lie le flux à un écart de température : [15]

$$\varphi = h.S (T_P - T_\infty) \quad (\text{III.3})$$

Avec:

φ : Flux de chaleur transmis par convection (W)

H : Coefficient de transfert de chaleur par convection

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

T_P : Température de surface du solide (°C)

T_∞ : Température du fluide loin de la surface du solide (°C)

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

- c. Par rayonnement :** Le transfert de chaleur par rayonnement se produit entre deux corps non en contact, ayant une température différente. C'est d'ailleurs, le seul mode naturel de propagation de chaleur au travers du vide. Contrairement à la convection, ce n'est pas l'air qui transporte l'énergie mais les rayons de chaleur, c'est le deuxième

facteur d'échange thermique superficiel. Ce mode de transfert est décrit par la loi de *Stefan-Boltzmann (1879)*. [15]

$$\varphi = \sigma \epsilon_p S (T_p^4 - T_\infty^4) \quad (\text{III.4})$$

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_p : Facteur d'émission de la surface.

T_p : Température de la surface (Paroi) en K.

T_∞ : Température du milieu environnant la surface en K.

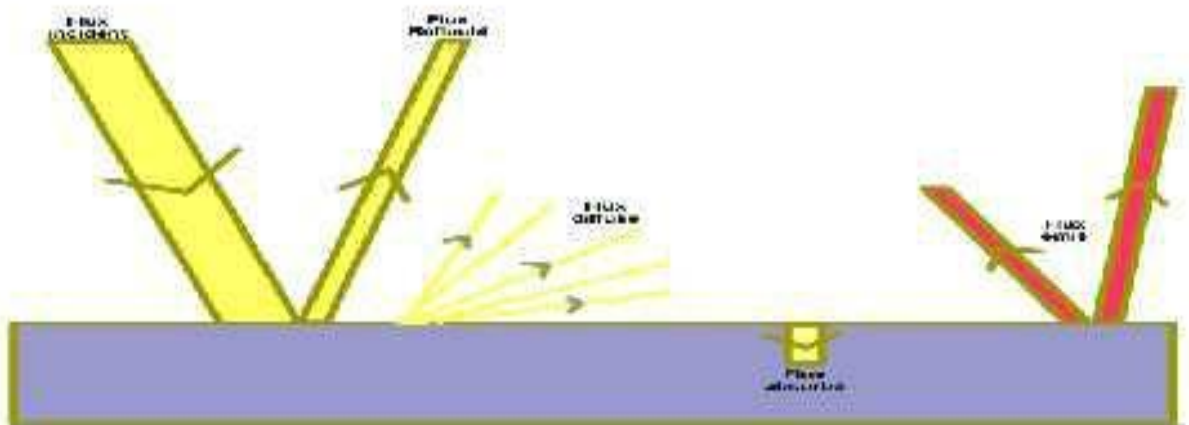


Figure III. 4 : Transfert thermique par conduction

III.3 : Les échangeurs de chaleur

Un échangeur de chaleur est un appareil de transfert de chaleur utilisé pour le transfert de l'énergie thermique interne entre deux fluides ou plus avec des températures différentes.

Dans la plupart des échangeurs les fluides sont séparés par une surface de transfert et idéalement ne sont pas mélangés, 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 :

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

Il existe différents classements des échangeurs de chaleur suivant le critère utilisé :

III.3.1 selon la construction

III.3.1.1 : Échangeurs double tubes (double pipes)

Ils sont constitués par des séries de deux tubes concentriques réunis par des coudes et des boîtes de jonction, l'un des fluides circulant à l'intérieur du tube de petit diamètre, l'autre dans l'espace annulaire entre les deux tubes. [16]



Figure III. 5 : Echangeur doubles tubes

III.3.1.2 : Echangeur tube à faisceau et calandre

Un ou des fluides circule dans un faisceau de tubes monté sur deux plaques tubulaires, il est logé dans une calandre (shellen anglais) munie de tubulures d'entrée et de sortie pour le fluide circulant à l'extérieur des tubes le chemin imposé par les chicanes qui sont supportées par le faisceau. [16]



Figure III. 6 : Echangeur tubulaire à faisceau et calandre

III.3.1.3 : Échangeurs à serpentin et tubes

Les échangeurs tubulaires de type serpentin en tube consistent en un enroulement de tuyau dans un réservoir.

Le taux de transfert de chaleur est ainsi augmenté relativement à un tube droit. De plus, on retrouve une surface de contact considérable pour un volume donné.

Le principal problème de ces échangeurs est la difficulté du nettoyage dû à la géométrie restreinte et les petits espaces entre chaque pièce. [17]

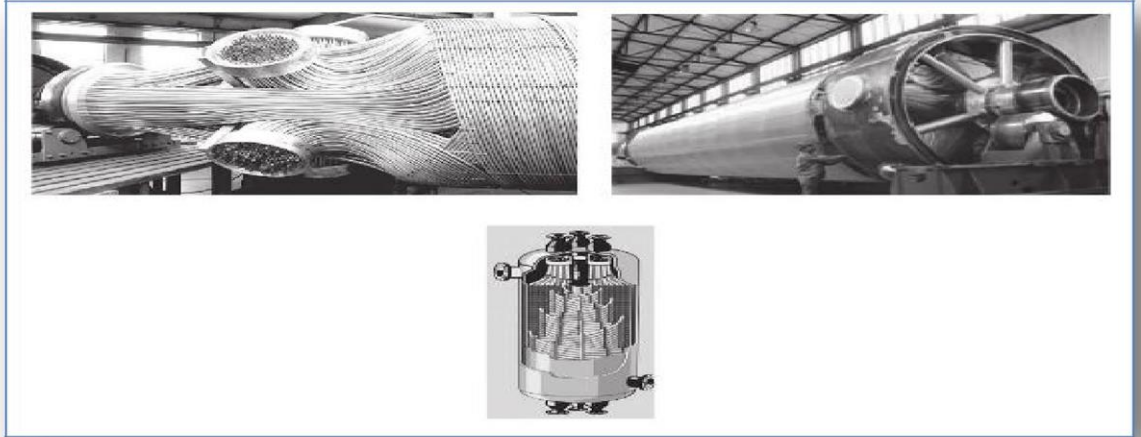


Figure III. 7 : Échangeurs de chaleur à serpentin et tubes

III.3.1.4 : Échangeurs de chaleur à plaques

Les échangeurs à plaques sont généralement conçus de nombreuses plaques minces. Généralement, ces échangeurs de chaleur ne peuvent pas résister à de hautes pressions ou températures ni à de hautes différences de pression et température.

Les principaux types de ces échangeurs sont désignés comme **échangeurs à joint étanche**, soudé, à plaques hélicoïdales, à lamelles, à circuits imprimés et à serpentin à plaque externe.

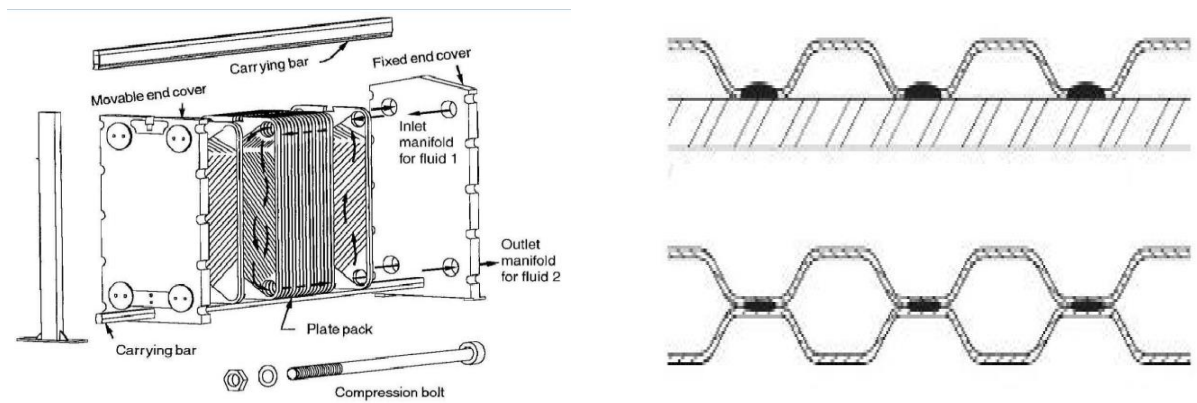


Figure III. 8 : Echangeur de chaleur a joint étanche et a plaques soudées

III.3.1.5 Échangeurs de chaleur à surface augmentée

Les échangeurs tubulaires et à plaques utilisent seulement la surface primaire pour l'échange de chaleur entre les fluides. Leur efficacité est normalement de 60 % ou moins et la surface de transfert de chaleur inférieure à $700 \text{ m}^2/\text{m}^3$. Dans certaines applications, une efficacité de plus de 95 % est essentielle afin de limiter le volume et la masse.

Les échangeurs de chaleur entre gaz et certains liquides ont un coefficient de transfert de chaleur très bas. Ceci implique une surface d'échange très grande, une méthode afin d'augmenter la surface d'échange est d'ajouter des ailettes sur un ou les deux côtés, cet ajout permet d'augmenter de 5 à 12 fois la surface d'échange. [17]

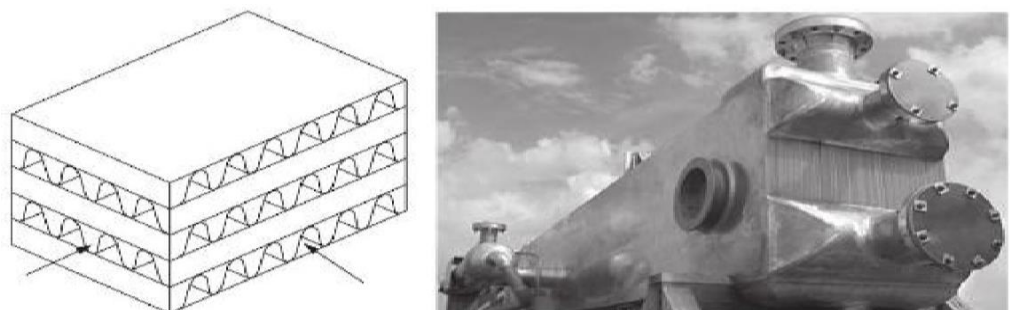


Figure III. 9 : Echangeur de chaleur à surface augmentée

III.3.2 : Selon le processus de transfert

III.3.2.1 : Contact indirect

L'échange de chaleur entre deux fluides séparés par une paroi est caractérisé localement par :

- Le potentiel thermique local $\Delta\theta$, différence de température entre les deux fluides.
- L'élément de surface d'échange dA mise en œuvre.

La résistance au transfert R , résultante de diverse résistance en série et correspondant :

- Au transfert par convection entre le fluide chaud et la paroi.
- Au transfert par conduction à travers la paroi.
- Au transfert par convection entre la paroi et le fluide froid.
- Au salissement éventuel de chaque côté de la paroi. [18]

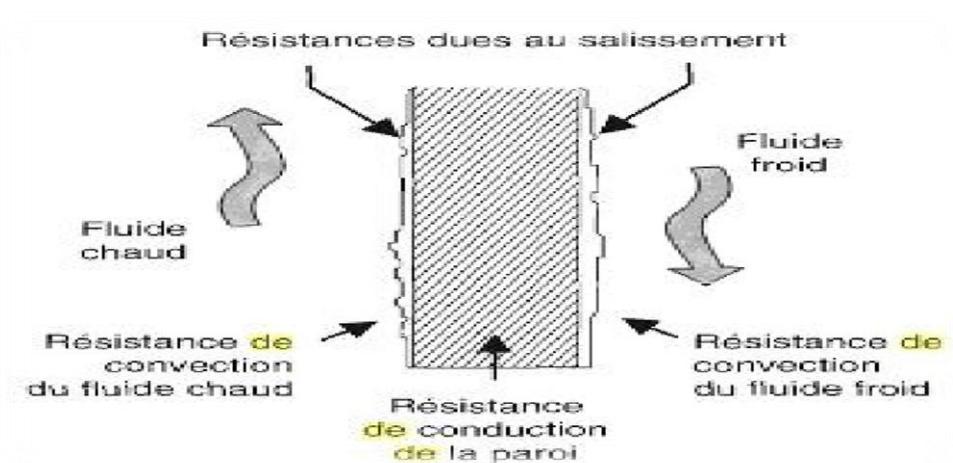


Figure III. 10 : Transfert de chaleur par contact indirect

III.3.2.2 : Contact direct

Au type de contact direct, les deux fluides ne sont pas séparés par une paroi et entrent dans un contact direct, l'échangeant de la chaleur et après se séparent, par conséquent de l'absence de la paroi les températures de deux fluides s'approchent à l'égalité, souvent au ce type le processus de transfert est aussi a accompagné par un transfert de masse.

Divers types des échangeurs de chaleur à contact direct incluent :

- Echangeur des fluides immiscibles.
- Echangeur gaz-liquide.
- Echangeur liquide-vapeur. [19]

III.3.3 : Selon le type de courant de circulation

III.3.3.1 : Contre-courant

Les écoulements de deux fluides sont parallèles mais ont des directions opposées à l'intérieur de l'échangeur.



Figure III. 11 : Circulation à contre-courant

III.3.3.2 : Co-courant

Les écoulements de deux fluides entrent simultanément à une même extrémité, s'écoulent parallèlement en même direction et quittent simultanément l'autre extrémité.

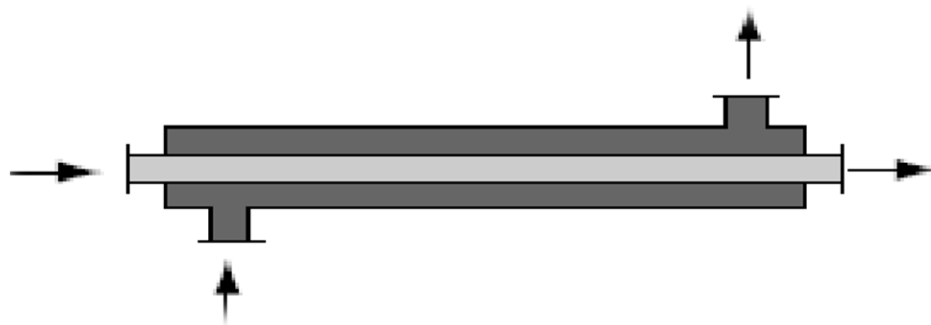


Figure III. 12 : Circulation à co-courant

III.3.3.3 : Courant croisé

Les écoulements de deux fluides sont perpendiculaires entre eux. [20]

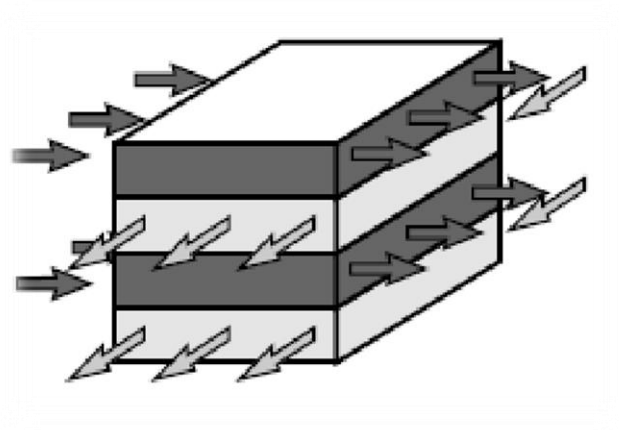


Figure III. 13 : Circulation courant croisé

III.3.4 : Selon le nombre de passe

Il y a les échangeurs mono passe et multi passe, le fluide est considéré d'avoir faire une seule passe si il s'écoule à travers la section d'échangeur une seule fois.

Dans le multi passe le fluide est reversé et s'écoule à travers la section deux fois ou plus. [19]

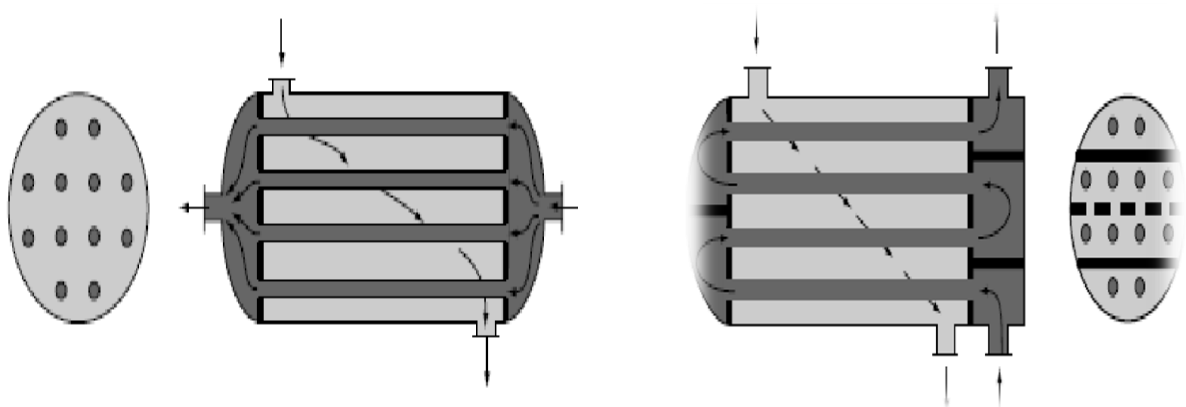


Figure III. 14 : 1 passe cote tube, 1 passe cote calandre / 4 passes coté tube, 2 passe cote calandre

III.3.5 : Selon la phase de fluide

III.3.5.1 : Echangeur gaz-liquide

Les échangeurs gaz-liquide sont souvent de type des ailettes compact tel que le liquide dans le coté tube, le radiateur est l'exemple le plus commun de ce type.

III.3.5.2 : Echangeur liquide-liquide

La majorité des échangeurs liquide-liquide sont de type tube-calandre et tube-plateau, les deux fluide sont pompé à travers l'échangeur donc le mode de transfert de chaleur est la convection forcée

III.3.5.3 : Echangeur gaz-gaz

Dans plusieurs cas un gaz est comprimé pour que sa densité soit haute alors que l'autre soit à basse pression et basse densité par rapport à l'échangeur liquide-liquide, la dimension de ce type sera être plus large, parce que le coefficient de transfert de chaleur par convection de coté gaz est faible par rapport celui de côté liquide. [20]

Par conséquent, des surfaces secondaires sont souvent employées pour accroître le taux de transfert.

*Chapitre IV : Présentation
de logiciel HYSYS*

IV.1 : Problématique

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 richesse, ce problème a été pris en charge par la mise en service d'une station Boosting, en septembre 2004 pour permettre aux installations de fonctionner dans de bonnes conditions selon le design.

Néanmoins, ces variations perturbent le fonctionnement de l'unité et diminuent la production du GPL et du condensât.

Notre étude consiste à optimiser les paramètres opératoires de fonctionnement de la section HP. Particulièrement, dans la batterie d'échangeur gaz-gaz afin d'augmenter la récupération du GPL et du condensât et la minimisation de la consommation du propane des chillers.

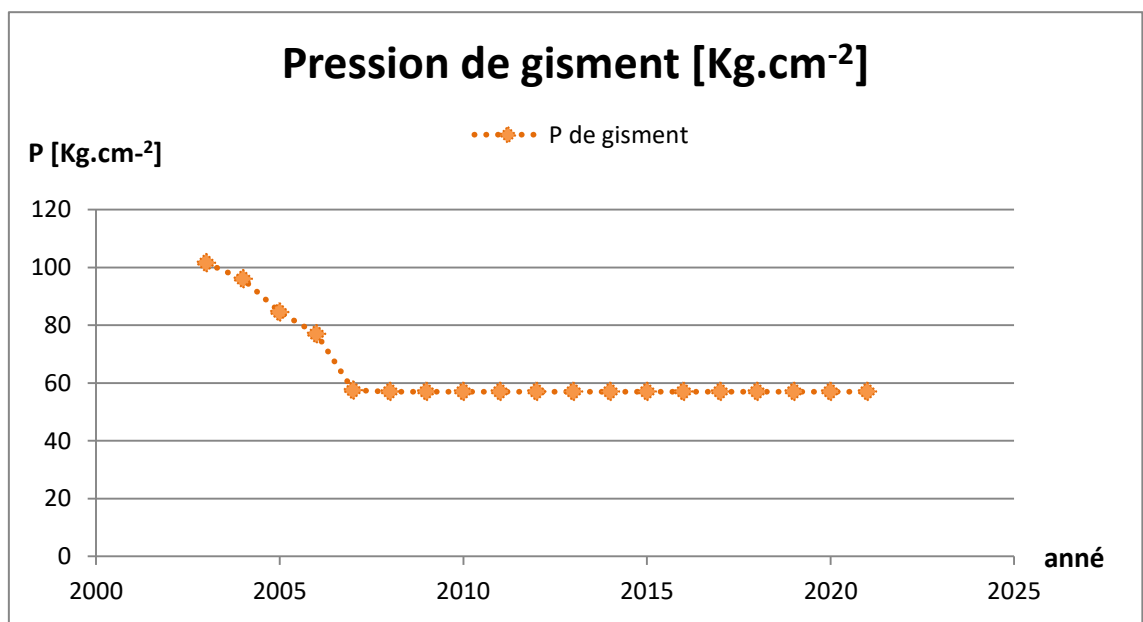


Figure IV. 1 : Evolution de la pression du gisement au cours du temps

IV.2 : Conception et simulation d'une unité de production

La conception d'une unité de production chimique est une opération complexe qui demande des moyens financiers et humains très importants. Dans le contexte actuel, un procédé industriel doit répondre à trois critères : l'économie, la sécurité et l'environnement. Ainsi, lorsqu'un nouveau procédé est développé, le rôle de l'ingénierie consiste à trouver le système le plus adapté non seulement en termes d'efficacité et de sécurité, mais aussi de coût et de rentabilité pour fabriquer le produit.

A ce titre, la simulation peut être d'une aide très précieuse en prenant en charge et en traitant ces problèmes. Surtout lorsque de nombreuses variables sont en jeu (diversité des composantes, complexité des interactions, non linéaire des phénomènes, ...etc).

IV.3 : Présentation de HYSYS

HYSYS est le logiciel de simulation le plus flexible, le plus utilisé dans l'industrie, il a l'avantage d'être convivial et facile à utiliser une fois que les éléments de base sont compris et aussi il a été développé pour l'industrie du pétrole, bien qu'il soit utilisé pour d'autres types de procédés chimiques.

Les simulations sont accomplies en utilisant les outils des menus. En plus, il dispose d'une interface graphique pour la construction des diagrammes du procédé (PDF - Process Flow Diagrams).

IV.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.4.1 : Choix des composés (Components)

Il y a beaucoup de composés dans la bibliothèque et ils sont classés en groupes. Lorsqu'il est possible, les composés peuvent être trouvés en utilisant des filtres et ajoutés à la liste des composés du procédé à simuler. Des difficultés peuvent se produire lorsque :

- ✓ le fluide ne peut pas être séparé en composés individuels, comme dans le cas du pétrole.
- ✓ le composé n'est pas dans la bibliothèque du logiciel. Dans ces cas, les difficultés peuvent souvent être surmontées en définissant un composé hypothétique, avec une quantité minimale de propriétés de base spécifiées par l'utilisateur.

L'ensemble complet des propriétés pour le composé sera alors estimé par le logiciel.

Dans ces cas, l'utilisateur doit être vigilant pour s'assurer que les composés se comportent correctement dans la simulation.

IV.4.2 : Les modèles thermodynamiques (Property Packages)

L'utilisateur doit sélectionner le modèle thermodynamique à utiliser pour calculer les propriétés de mélange (masse volumique, enthalpie,...) ainsi que pour calculer l'équilibre de phases dans les courants et dans les unités de séparation.

Le modèle le plus simple suppose un comportement de gaz idéal pour la phase gaz et un comportement de solution idéal pour la phase liquide. Donc, on utilise la loi de Raoult pour les calculs de l'équilibre de phases.

Dans HYSYS, ce modèle est appelé « Antoine », parce qu'il utilise l'équation d'Antoine pour le calcul des pressions de vapeur.

Les propriétés de mélange pour le liquide sont calculées à partir des moyennes des propriétés individuelles, pour les mélanges d'hydrocarbures légers, les équations d'état telle que celle de « *Peng-Robinson* » ou celle de « *Soave-Redlich-Kwong* » et pour les composés présentant un caractère de solution non-idéale (éthanol + eau), un modèle de type « **loi de Raoult modifiée** » doit être utilisé, ceux-ci sont appelés « *modèles à coefficient d'activité* », ils peuvent être trouvés avec le filtre « *Activity Models* ». Quelques exemples sont les modèles **NRTL** et **UNIQUAC**. Il existe d'autres modèles spéciaux dans HYSYS, notamment pour estimer les propriétés de l'eau (y compris en phase vapeur) et pour les électrolytes.

IV.4.3 : Modèle de Peng-Robinson

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

Ces équations sont très largement utilisées dans les modèles de simulation, en production et traitement du gaz naturel, le domaine d'application du modèle Peng-Robinson est représenté dans le tableau. (Voir Tableau IV.1)

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

Modèle	Température [°F]	Température e [°C]	Pression [Psia]	Pression [kPa]
Peng-Robinson	> - 456	> -271	< 15 000	< 10 ⁵

Le bagage de conception des propriétés dans HYSYS fournis des modèles de prédiction précis des propriétés thermodynamiques, physiques et de transport pour les fluides des hydrocarbures, non-hydrocarbures, pétrochimique et chimiques.

Il y a presque le bagage de 33 propriétés à la base des données à l'intérieur de HYSYS, la question qui se pose est « **Comment sélectionnez le bagage approprié des fluides ?** ».

Nous pouvons les sélectionner par la spécification de :

- ✓ Processus / type d'application.
- ✓ Intervalle Température et la pression.

IV.4.4 : Le diagramme du procédé (PFD)

La base d'une simulation est le développement du PFD. Ceci est fait en sélectionnant des unités dans la palette d'objets et en les déposant sur la feuille du procédé. De même, tout courant de matière et d'énergie doit être placé sur le PFD, chaque courant d'entrée ou de sortie est connecté à une unité.

Les courants et les unités sont nommés et ordonnés sur le PFD afin de faciliter la compréhension du diagramme du procédé et les calculs sont exécutés successivement de gauche à droite, alors la procédure consiste à définir les courants d'alimentation (sur le côté gauche des unités).

Ensuite, introduire autant de spécifications que nécessaires pour la première unité rencontrée afin de pouvoir la calculer, cette procédure est valable pour toutes les unités s'il existe des courants de recyclage ou des spécifications ne pouvant pas être calculées directement par le logiciel avec la procédure normale, on doit ajouter des modules logiques au PFD. Ceux-ci incluent le « Recycle Module », le « Set Module » et le « Adjust Module ».

IV.4.5 : Les spécifications du procédé

Avant de lancer le calcul et d'entamer l'analyse des résultats, il est préférable de définir d'abord les contraintes de fonctionnement utilisées dans la simulation du procédé.

Les équipements reliés à notre travail :

- ✓ Ballon de séparation bi-phasique chaude.
- ✓ La batterie des échangeurs gaz-gaz.
- ✓ Chiller de propane (C³⁺).
- ✓ Vanne de contrôle de pression Joule-Thomson.
- ✓ Ballon de séparation bi-phasique froide.

IV.5 : Spécifications du produit fini (gaz sec)

- ✓ Pouvoir calorifique supérieur : $9350 \text{ kcal.m}^{-3} < \text{PCS} < 9450 \text{ kcal.m}^{-3}$
- ✓ Teneur en eau : $\text{H}_2\text{O} < 50 \text{ ppm}$
- ✓ Teneur en C⁵⁺ : **0.5% molaire**

IV.6 : Vérification des paramètres design de l'unité HP

Dans cette première étape, notre objectif est de vérifier la validité du modèle thermodynamique choisi (Peng-Robinson), pour son utilisation ultérieure.

La procédure de calcul de l'unité HP dans l'environnement HYSYS nécessite les données suivantes :

- ✓ Les compositions de la charge.
- ✓ Le design de l'unité HP.
- ✓ Température, débit et pression de gaz.

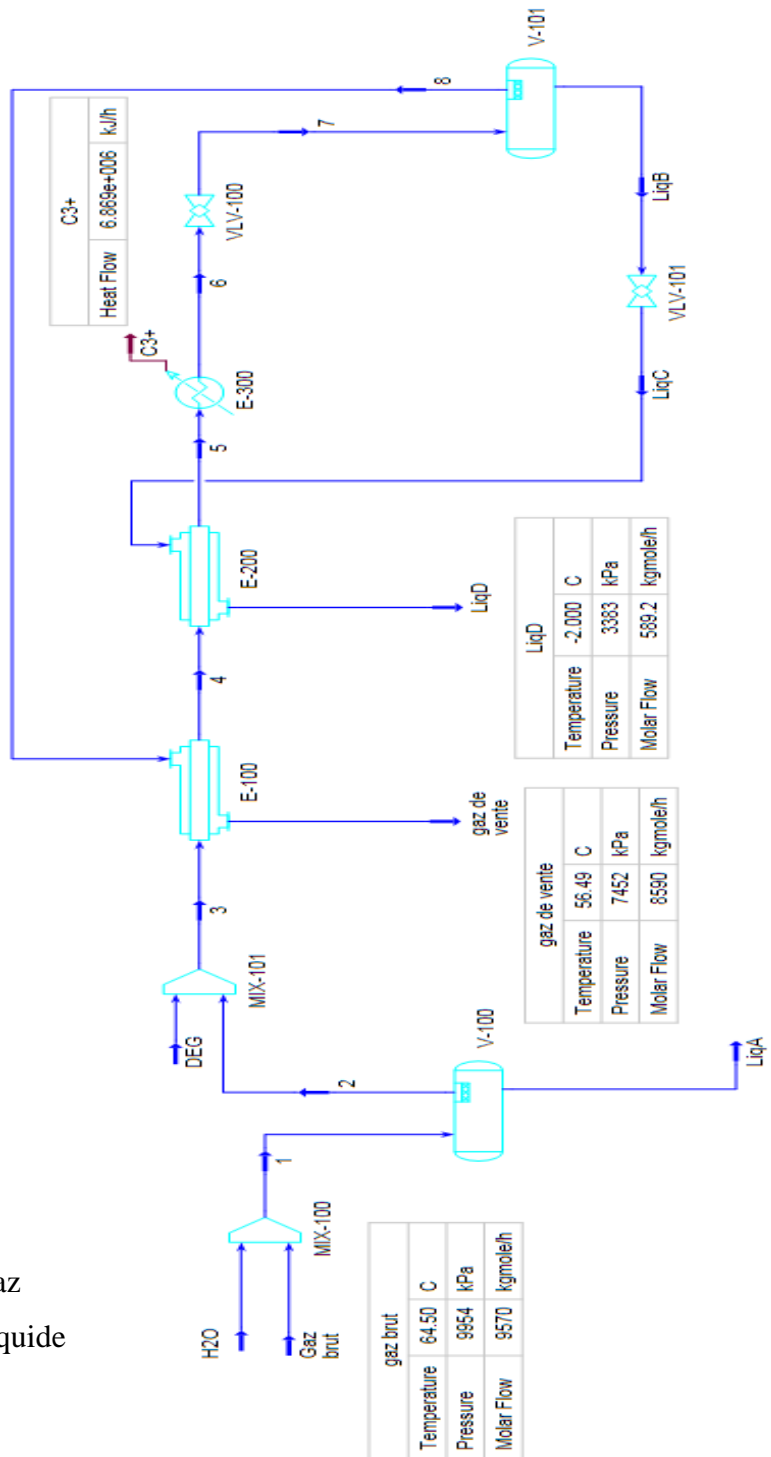
L'unité HP est alimentée par la charge provenant de Boosting, les compositions et les données de départ sont données dans les tableaux suivants :

Tableau IV. 2 : La composition de la charge dans le cas design (Voir Annexe 2)

Constituants (i)	Y_i^{mol}
N_2	0.0556
CO_2	0.0020
CH_4	0.7836
C_2H_6	0.0742
C_3H_8	0.0288
$\text{i-C}_4\text{H}_{10}$	0.0062
$\text{n-C}_4\text{H}_{10}$	0.0110
$\text{i-C}_5\text{H}_{12}$	0.0036
$\text{n-C}_5\text{H}_{12}$	0.0048
C_6H_{14}	0.0059
C_7H_{16}	0.0056
C_8H_{18}	0.0045
C_9H_{20}	0.0037
$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	0.0027
$\text{C}_{11}\text{H}_{24}$	0.0021
C^{12+}	0.0057

Tableau IV. 3 : Spécifications de la charge dans le cas design (Voir Annexe 1)

Paramètres	Débit [Kg.mol.h^{-1}]	Température [$^{\circ}\text{C}$]	Pression [Kg.cm^{-2}]
Valeur	9570	64.5	101.5



- E-100 : Echangeurs gaz-gaz
- E-200 : Echangeurs gaz-liquide
- E-300 : Chiller (C³⁺)

Figure IV. 2 : Schéma de cas design par simulateur HYSYS

IV.6.1 : Comparaison entre le cas design et le cas design simulé

Les fractions molaires des compositions du liquide et de gaz de vente à la sortie de l'unité sont représentées dans les tableaux suivant :

Tableau IV. 4 : Comparaison de la composition à la sortie de gaz de vente et de liquide en cas design(Voir Annexe de 4 jusqu'à 10)

i	Fractions molaires					
	Sortie de gaz			Sortie de liquide		
	Cas design	Cas Simulé	Ecart %	Cas design	Cas Simulé	Ecart %
N₂	0.0610	0.0606	≈ 0.65	0.0113	0.0110	≈ 2.65
CO₂	0.0020	0.0020	0	0.0020	0.0020	0
CH₄	0.8339	0.8312	≈ 0.32	0.4225	0.3775	≈ 0.65
C₂H₆	0.0697	0.0706	≈ 1.29	0.1432	0.1191	≈ 3.82
C₃H₈	0.0217	0.0224	≈ 3.22	0.1167	0.0974	≈ 5.53
i-C₄H₁₀	0.0034	0.0037	≈ 8.82	0.0374	0.0312	≈ 2.57
n-C₄H₁₀	0.0051	0.0057	≈ 9.76	0.0753	0.0636	≈ 8.53
i-C₅H₁₂	0.0010	0.0012	≈ 7.42	0.0291	0.0255	≈ 9.37
n-C₅H₁₂	0.0011	0.0013	≈ 7.42	0.0100	0.0356	≈ 10
C₆H₁₄	0.0005	0.0007	≈ 7.42	0.0458	0.0432	≈ 5.67
C₇H₁₆	0.0001	0.0002	≈ 0.01	0.0341	0.0331	≈ 2.93
C₈H₁₈	0.0000	0.0000	0	0.0189	0.0186	≈ 1.58
C₉H₂₀	0.0000	0.0000	0	0.0102	0.0098	≈ 3.92
C₁₀H₂₂	0.0000	0.0000	0	0.0046	0.0044	≈ 4.34
C₁₁H₂₄	0.0000	0.0000	0	0.0027	0.0020	≈ 5.92
C¹²⁺	0.0000	0.0000	0	0.0055	0.0033	≈ 8.15

**Tableau IV. 5 : Vérification des paramètres à la sortie «de gaz de vente et de liquide»
(Voir Annexe 4,6 et 7)**

Paramètres	Sortie de gaz			Sortie de liquide		
	Cas design	Cas simulé	Ecart %	Cas design	Cas simulé	Ecart %
T [°C]	58.4	56.49	3.27	-2	-2	0
P [Kg.cm ⁻²]	74.5	74.52	0.02	33	33.83	2.51
N [Kmol.h ⁻¹]	8557.5	8590	0.37	588.3	589.2	0.15
PCS [Kcal.m ⁻³]	9450	9557.41	1.12	/	/	/
C ³⁺	0.033258	0.035558	5.71	/	/	/

Interprétation des résultats

D'après le tableau, on a remarqué que les écarts relatifs sont inférieurs à 10%, donc on peut dire que le modèle utilisé par notre simulateur (Peng-Robinson) nous donne des résultats satisfaisants et peut être généralisé pour étudier le cas actuel.

IV.7 : Vérification des paramètres actuels du l'unité HP

IV.7.1 : Calcul le débit actuel de gaz d'alimentation pour une seule chaine

$$N_{gaz} = \frac{N_T}{4} \quad (\text{IV.1})$$

Tel que :

N_{gaz} : Débit de gaz dans une seule unité

N_T : Débit de gaz d'alimentation totale

4 : Nombre des unités

$$N_T = \frac{\rho_{gaz} \times Q_V}{M'_{gaz}} \quad (IV.2)$$

Tel que :

M'_{gaz} : La masse molaire moyenne de gaz [$g.mol^{-1}$]

m_T : La masse totale de gaz [g]

ρ_{gaz} : La masse volumique de gaz [$Kg.m^{-3}$]

Q_V : Le débit volumique de gaz total. Avec $Q_v = 12 \times 10^6 m^3.jour^{-1}$

$$\rho_{gaz} = \rho_{air} \times d_{gaz} \quad (IV.3)$$

$$d_{gaz} = \frac{M'_{gaz}}{M_{air}} \quad (IV.4)$$

Avec : $M_{air} = 29 g.mol^{-1}$ et $\rho_{air} = 1.29 Kg.m^{-3}$

Tel que :

d_{gaz} : La densité de gaz

M_{air} : La masse molaire d'air [$g.mol^{-1}$]

ρ_{air} : La masse volumique d'air à 0°C, son unité [$Kg.m^{-3}$]

$$M'_{gaz} = \sum(M_i \times Y_i^{mol}) \quad (IV.5)$$

Tel que :

M_i : La masse molaire d'un seul constituant [$g.mol^{-1}$]

Y_i^{mol} : Fraction molaire d'un seul constituant à phase gazeux

On a déjà les fractions molaire d'un seul composant (constituant) à phase gazeux (cas actuel) (Voir le tableau IV.7) et la masse molaire du chaque composant sur le tableau suivante :

Tableau IV. 6 : Représente la masse molaire du chaque composant

I	Mi [g.mol ⁻¹]
N ₂	28.01
CO ₂	44.01
CH ₄	16
C ₂ H ₆	30.07
C ₃ H ₈	55.5
n-C ₄ H ₁₀	58.12
i-C ₄ H ₁₀	58.12
n-C ₅ H ₁₂	72.15
i-C ₅ H ₁₂	72.15
C ₆ H ₁₄	86.18
C ₇ H ₁₆	100.2
C ₈ H ₁₈	114.23
C ₁₀ H ₂₂	142.28
C ₁₁ H ₂₄	156.31
C ₁₂ ⁺	170.31

Donc :

$$\begin{aligned}
 M'_{gaz} = & (0.0523 \times 28.01) + (0.0022 \times 44.01) + (0.8261 \times 16) + (0.0771 \times 30.07) \\
 & + (0.0238 \times 55.5) + (0.0041 \times 58.12) + (0.0067 \times 58.12) + (0.0017 \times 72.15) \\
 & + (0.0022 \times 72.15) + (0.0019 \times 86.18) + (0.0011 \times 100.2) \\
 & + (0.0006 \times 114.23) + (0.0002 \times 128.26) + (0.0000 \times 142.28) \\
 & + (0.0000 \times 156.31) + (0.0000 \times 170.31)
 \end{aligned}$$

$$\rightarrow M'_{gaz} = 19.69 \text{ g.mol}^{-1}$$

Alors :

$$d_{gaz} = \frac{M'_{gaz}}{M_{air}} = \frac{19.69}{29} \rightarrow d_{gaz} = 0.678$$

$$\text{Et } \rho_{\text{gaz}} = \rho_{\text{air}} \times d_{\text{gaz}} = 1.29 \times 0.678 \rightarrow \rho_{\text{gaz}} = 0.874 \text{ Kg.m}^{-3} = 874 \text{ g.m}^{-3}$$

En remplacez-les dans l'équation (IV.2), on obtient :

$$N_T = \frac{874 \times 12.10^6}{19.69} \rightarrow N_T = 532.656 \times 10^6 \text{ mol.jour}^{-1} = 22194 \text{ Kmol.h}^{-1}$$

Donc : le débit actuel de gaz d'alimentation pour une seule chaîne est :

$$N_{\text{gaz}} = \frac{22194}{4} \rightarrow N_{\text{gaz}} = 5548.5 \text{ Kmol.h}^{-1}$$

IV.7.2 : Teneur en eau de gaz d'alimentation actuelle

Pour trouver la teneur en eau à l'entrée de section HP, on utilise la formule de Khaled :

$$W_{H_2O} = 16.02 \left[\frac{\sum_{i=1}^5 a_i (T + 273.15)^{i-1}}{1} \right] + \sum_{i=1}^5 b_i (T + 273.15)^{i-1} \quad (\text{IV.6})$$

✓ Les conditions opératoires dans les ballons sont :

$$\text{V-100 : } P = 96.50 \text{ Kg.cm}^{-2} ; T = 52.46 \text{ }^\circ\text{C.}$$

$$\text{V-101 : } P = 78.74 \text{ Kg.cm}^{-2} ; T = -13.35 \text{ }^\circ\text{C.}$$

✓ Le débit massique d'eau pour une chaîne par heure égale à :

$$Q_m = 102900 \text{ kg.h}^{-1}$$

Pour mener à bien notre étude, nous avons structuré notre simulation et d'optimisation en deux parties :

- ✓ la 1^{ère} partie, nous procédons à un calcul au niveau de l'unité HP qui contient 3 échangeurs gaz-gaz en série (voir Figure IV.3) et nous avons marqué les résultats surtout les paramètres obtenus pour faire la comparaison entre cas actuel simulé et cas d'optimisation simulé.
- ✓ La 2^{ème} partie la batterie d'échangeur gaz-gaz constitue 4 échangeurs en série (voir Figure IV.4), dans cette partie logiciel HYSYS nous a donné les meilleurs résultats par rapport les résultats précédent

IV.7.3 : Les spécifications de gaz d'alimentation actuel

La composition du gaz sortie de Boosting vers module '0' est comme suite : (analyse chromatographie en phase liquide). Les débits molaires (N) et la fraction molaire des constituants de gaz brut (Y_i^{mol}) sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV. 7 : Les compositions de la charge dans le cas actuel (Voir Annexe 12)

i	y_i^{mol}
N ₂	0.0523
CO ₂	0.0022
CH ₄	0.8261
C ₂ H ₆	0.0771
C ₃ H ₈	0.0238
i-C ₄ H ₁₀	0.0041
n-C ₄ H ₁₀	0.0067
i-C ₅ H ₁₂	0.0017
n-C ₅ H ₁₂	0.0022
n-C ₆ H ₁₄	0.0019
C ₇ H ₁₆	0.0011
n-C ₈ H ₁₈	0.0006
n-C ₉ H ₂₀	0.0002
n-C ₁₀ H ₂₂	0.0000
n-C ₁₁ H ₂₄	0.0000
n-C ₁₂	0.0000

Tableau IV. 8 : Spécifications de la charge dans le cas actuel (Voir Annexe 11)

Paramètres	N [Kg.mol.h ⁻¹]	T [°C]	P [Kg.cm ⁻²]
Valeurs	5287	54	101

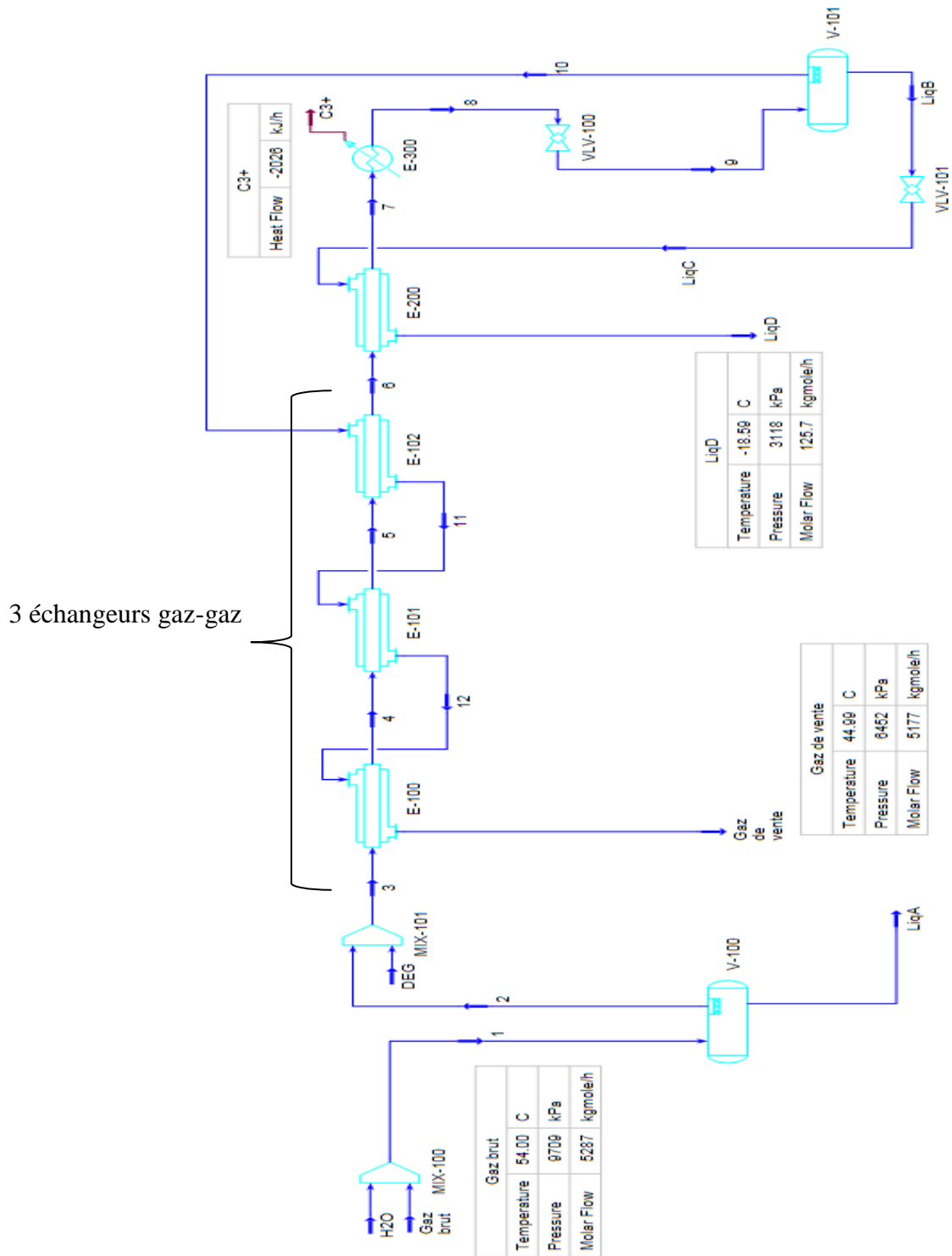


Figure IV. 3 : Schéma de cas actuel par simulateur HYSYS qui contient 3 échangeurs gaz-gaz

IV.7.4 : Comparaison entre cas actuel et le cas actuel simulé

Les critères sur lesquels nous avons basé notre choix du modèle sont :

- ✓ le débit
- ✓ la température.
- ✓ la composition du gaz de vente.

Tableau IV. 9 : Comparaison entre les compositions à la sortie de gaz de vente en cas actuel et en cas simulé(Voir Annexe de 14 à 23 et Annexe de 27 à 30)

		Valeurs de laboratoire	Valeurs de HYSYS
Compositions	N2	0.0550	0.0531
	CO2	0.0020	0.0021
	CH4	0.8377	0.8345
	C2H6	0.0734	0.0756
	C3H8	0.0200	0.0219
	i-C4H10	0.0029	0.0034
	n-C4H10	0.0047	0.0053
	i-C₅H₁₂	0.0038	0.0011
Paramètres	T [°C]	47	44.99
	P [Kg.cm⁻²]	65	64.52
	PCS [kcal.m⁻³]	9483	9629
	C³⁺ (%)	3.14	3.4

Interprétation des résultats

D'après les résultats de simulation obtenus, on note que les paramètres du cas actuel simulé sont conformes à ceux du cas actuel réel de la section HP, Ce qui confirme la performance du simulateur utilisé.

IV.8 : Optimisation des paramètres opératoires de fonctionnement de la section HP

La simulation dans l'environnement HYSYS permet d'étudier et de représenter les différents phénomènes qui se font dans un procédé industriel, parmi ces différents phénomènes on a choisi l'étude de l'effet de l'ajout d'un autre échangeur gaz-gaz.

L'objectif de la présente simulation est de chercher des nouveaux paramètres de fonctionnement de la section HP permettant une bonne séparation avec un gain d'énergie (consommation de propane des chillers) et augmentation de la récupération de liquide.

Trois paramètres sensitifs sont pris en considération :

- ✓ La température de gaz de vente.
- ✓ La pression de gaz de vente.
- ✓ Les contraintes des produits finis (la teneur en C^{3+} , point de rosée, PCS)

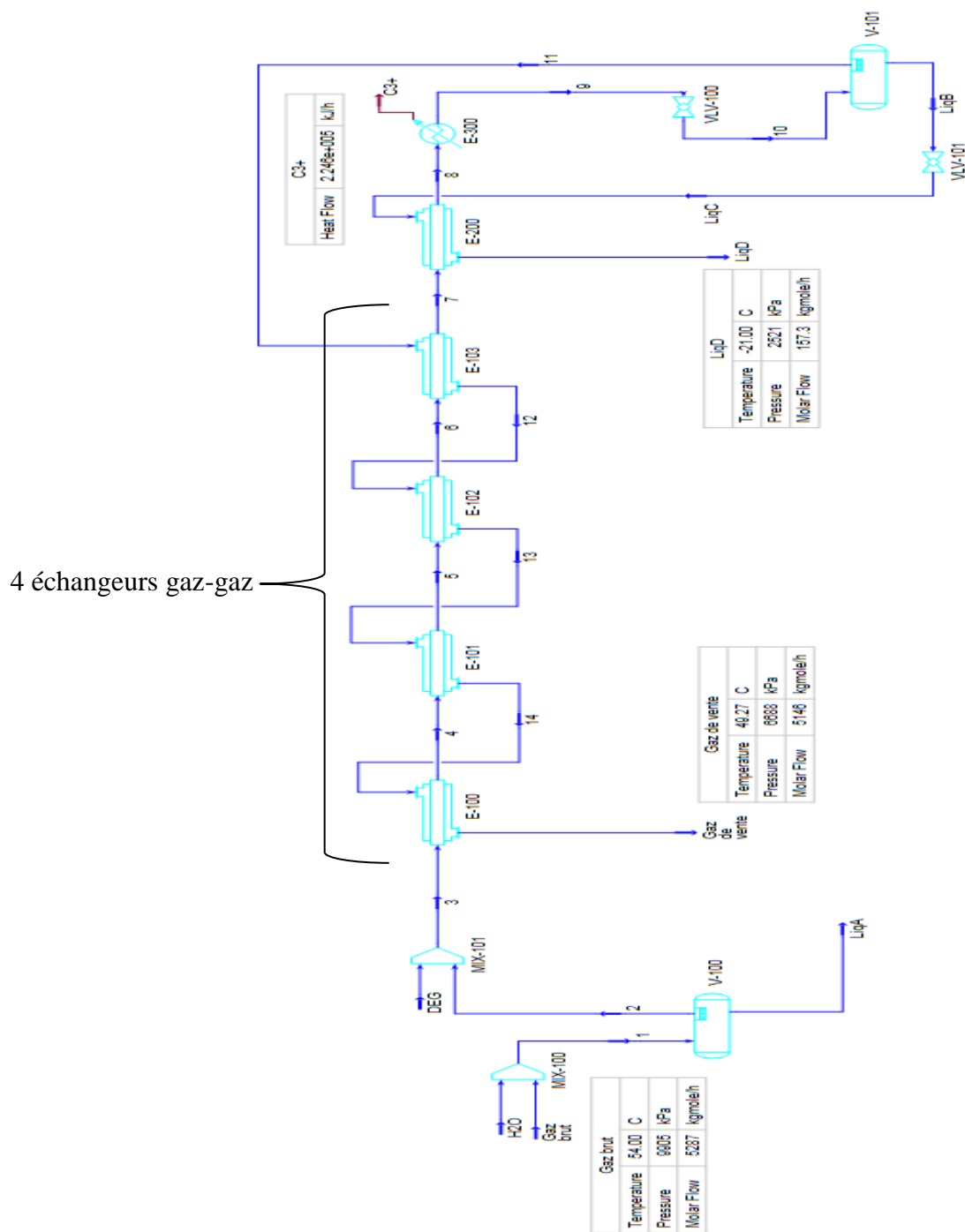


Figure IV. 4 : Schéma simulation de cas actuel qui contient 4 échangeurs gaz-gaz par simulateur HYSYS

IV.8.1 : Etude comparative spécifications du produit pour les deux cas

IV.8.1.1 : Spécifications de gaz de vente

**Tableau IV. 10 : Paramètres et les compositions de gaz de vente des deux cas simulés
(Voir Annexe 14, 15 et 21, 22, 23)**

		3 échangeurs	4 échangeurs
Paramètres	T [°C]	44.25	49.27
	P [Kg.cm ⁻²]	64.52	66.88
	PCS [kcal.m ³]	9629	9572
	C ₃ ⁺ [%]	3.40	3.28
	Point de rosée [°C]	-5.343	-13.93
	La teneur en eau [ppm]	0.0051	0.0038
Compositions	N ₂	0.0531	0.0534
	CO ₂	0.0021	0.0021
	CH ₄	0.8345	0.8373
	C ₂ H ₆	0.0756	0.0750
	C ₃ H ₈	0.0219	0.0211
	i-C ₄ H ₁₀	0.0034	0.0032
	n-C ₄ H ₁₀	0.0053	0.0048
	i-C ₅ H ₁₂	0.0011	0.0009
	n-C ₅ H ₁₂	0.0013	0.0010
	C ₆ H ₁₄	0.0007	0.0005
	C ₇ H ₁₆	0.0002	0.0001
	C ₈ H ₁₈	0.0000	0.0000
	C ₉ H ₂₀	0.0000	0.0000
C ₁₀ H ₂₂	0.0000	0.0000	
C ₁₁ H ₂₄	0.0000	0.0000	
C ₁₂ H ₂₆	0.0000	0.0000	

Interprétation

Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) dans le cas 4 échangeurs est inférieur à celui du cas 3 échangeurs et la diminution de point de rosée à cause de la bonne récupération du liquide qui est un porteur important d'énergie.

La teneur en eau dans le cas 4 échangeurs est inférieur à celui de cas 3 échangeurs. Donc la bonne récupération d'humidité ce fait dans le cas 4 échangeur.

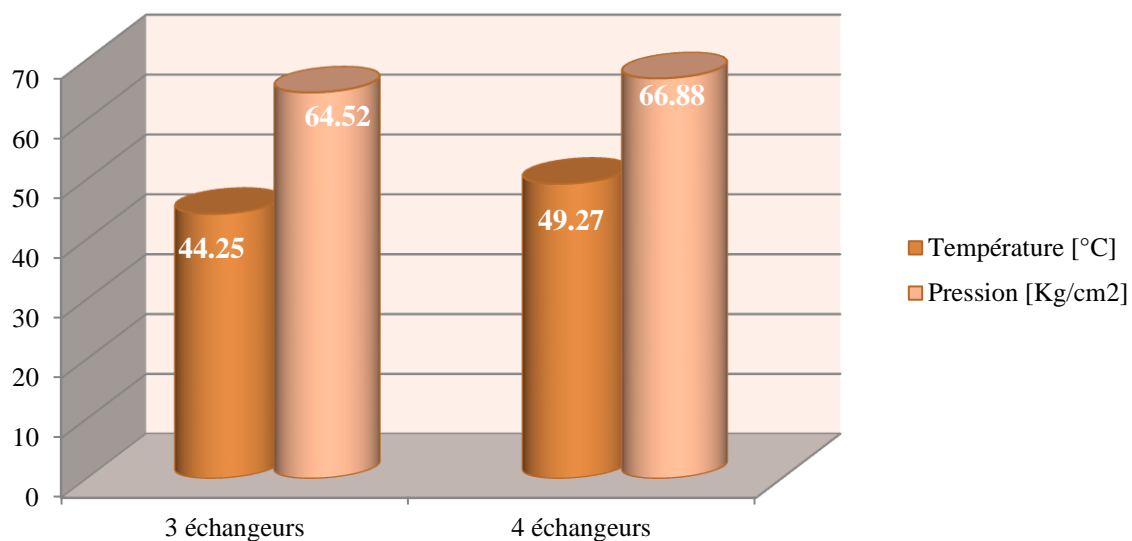


Figure IV. 5 : Température et Pression des deux cas

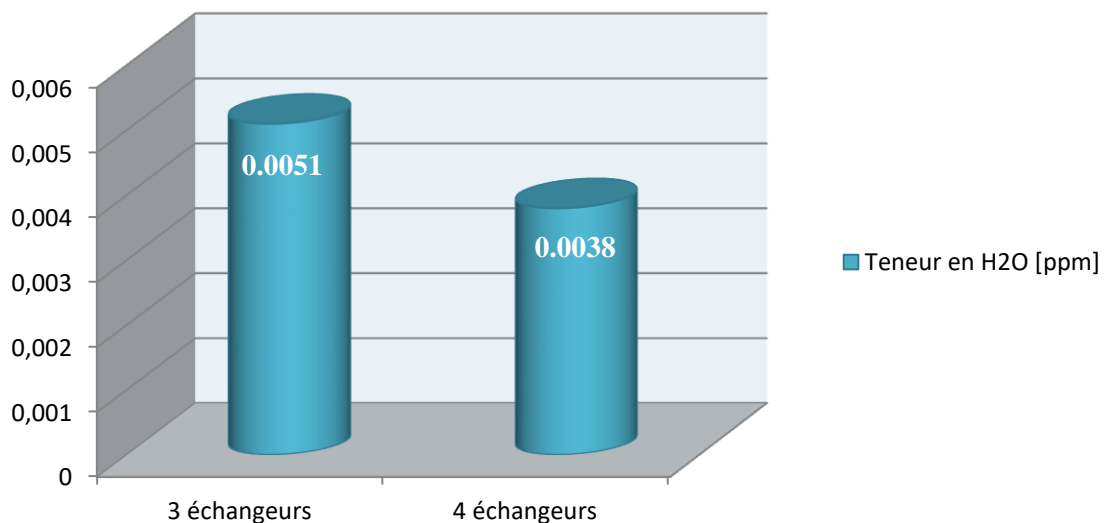


Figure IV. 6 : Teneur en eau des deux cas

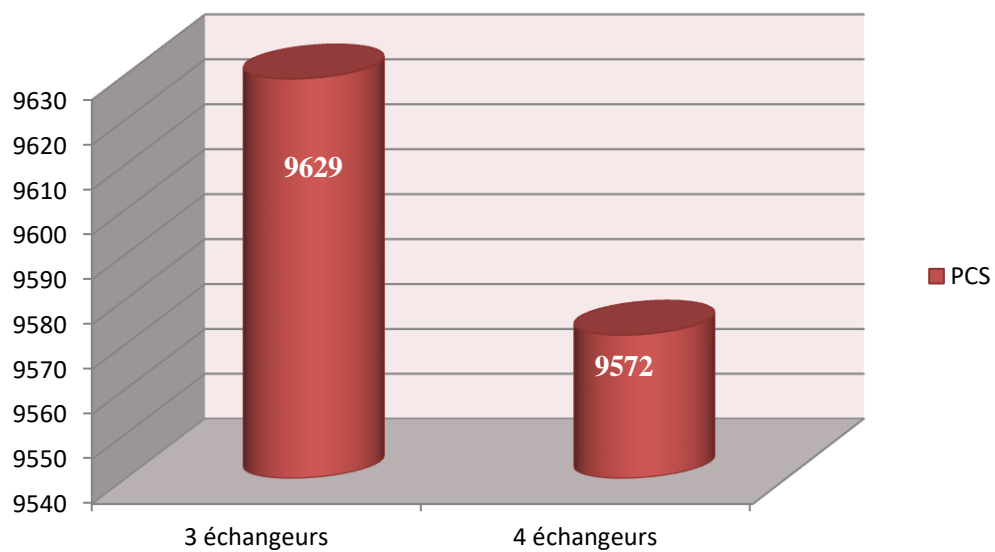


Figure IV. 7 : Pouvoir calorifique supérieur des deux cas

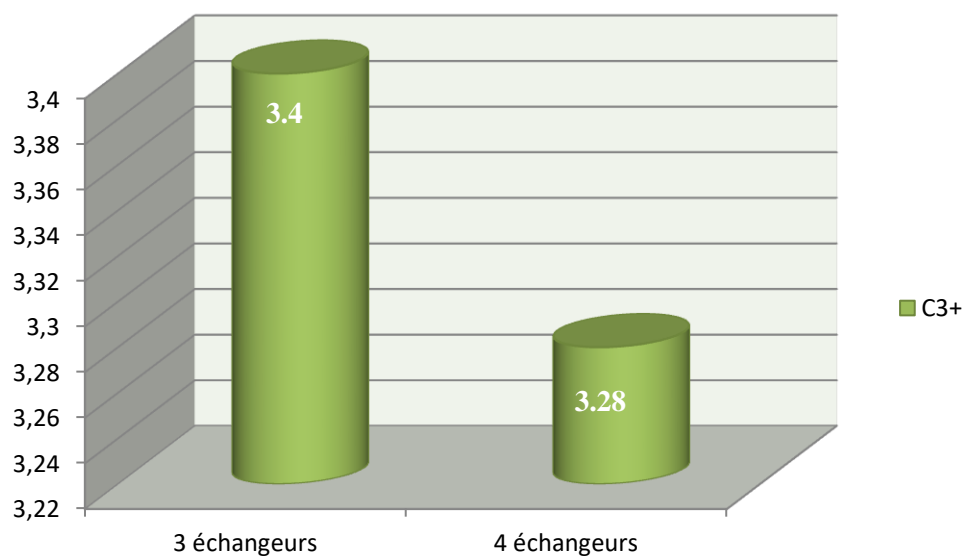


Figure IV. 8 : Teneur en C3+ des deux cas

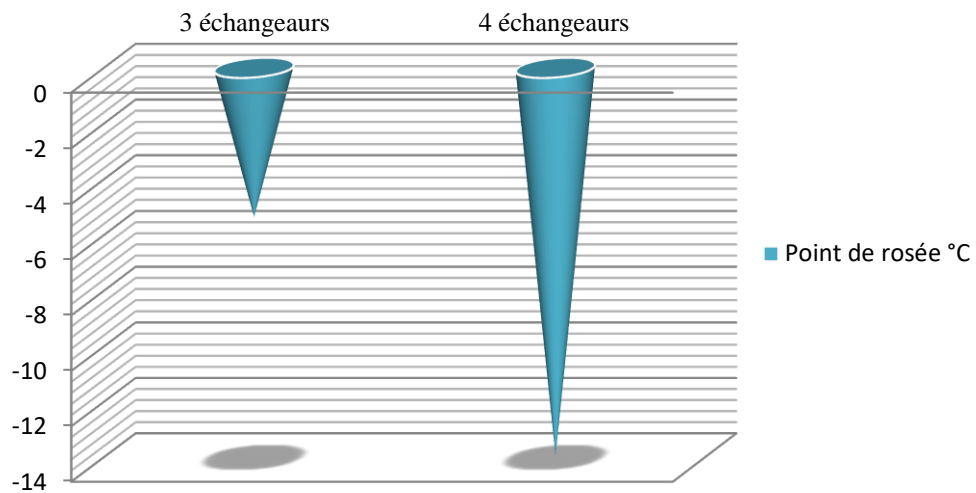


Figure IV. 9 : Point de rosée des deux cas

✚ Interprétation des résultats

En remarque que la température et la pression de cas 4 échangeurs supérieure de cas 3 échangeurs.

Le PCS dans le cas 4 échangeurs est inférieur à celui du cas 3 échangeurs et la diminution de point de rosée à cause de la bonne récupération du liquide qui est un porteur important d'énergie.

La teneur en eau dans le cas 4 échangeurs est inférieur à celui de cas 3 échangeurs.

Donc, on a bonne récupération d'humidité (Liquide) dans le cas première c'est-à-dire l'ajout de 4^{ème}s échangeurs gaz-gaz qu'il a donné plusieurs des avantages.

IV.8.1.2 : Spécifications de liquide de la sortie

Tableau IV. 11 : Les paramètres et les compositions de liquide des cas « 4 et 3 échangeurs simulés »(Voir Annexe 17 à 20 et 27 à 30)

		3 échangeurs	4 échangeurs
Paramètres	P [Kg.cm ⁻²]	31.18	25.21
	T [°C]	-18.59	-21
	Q _m [Kg.h ⁻¹]	5765	6945
Compositions	N ₂	0.0093	0.0090
	CO ₂	0.0021	0.0022
	CH ₄	0.3696	0.3738
	C ₂ H ₆	0.1268	0.1370
	C ₃ H ₈	0.0960	0.1068
	i-C ₄ H ₁₀	0.0293	0.0326
	n-C ₄ H ₁₀	0.0604	0.0665
	i-C ₅ H ₁₂	0.0244	0.0259
	n-C ₅ H ₁₂	0.0370	0.0383
	C ₆ H ₁₄	0.0487	0.0464
	C ₇ H ₁₆	0.0360	0.0319
	C ₈ H ₁₈	0.0273	0.0188
	C ₉ H ₂₀	0.0059	0.0048
	C ₁₀ H ₂₂	0.0016	0.0013
C ₁₁ H ₂₄	0.0012	0.0010	
C ₁₂ H ₂₆	0.0004	0.0003	

Interprétation

On résulte que la récupération des lourds (C³⁺) dans le cas 4 échangeurs est plus élevée par rapport au cas 3 échangeurs qui est traduite par l'augmentation de leur fractions molaire dans le tableau précédant.

IV.8.2 : La consommation du propane et la quantité économisée

IV.8.2.1 : Quantité du propane économisée au niveau du module 0

a. Calcul du débit de propane consommé :

La consommation de propane dépend d'énergie du propane donné aux chillers

$$\phi_{C_3H_8} = \frac{E_{fournie}}{PCS} \quad (IV.7)$$

Tel que :

$\phi_{C_3H_8}$: Débit de propane

$PCS = 11\,980 \text{ kcal.m}^{-3}$

$E_{fournie}$: Energies de propane fournies

Dans le tableau suivant on compare entre les énergies fournies et les débits de propane consommés pour le cas 4 échangeurs et le cas 3 échangeurs.

Tableau IV. 12 : Spécification de propane (C₃⁺)

Paramètres	3 échangeurs	4 échangeurs
$E_{fournie} \text{ [kcal.h}^{-1}\text{]}$	197900	53690
$\phi_{C_3H_8} \text{ [m}^3\text{.h}^{-1}\text{]}$	16.51	4.48

b. Evaluation du gain :

$$\phi'_{C_3H_8} = \phi_{C_3H_8} \text{ de 3ech} - \phi_{C_3H_8} \text{ de 4 ech}$$

$$A.N \quad \phi'_{C_3H_8} = 16.51 - 4.48 \rightarrow \phi'_{C_3H_8} = 12.3 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$$

Tel que : $\phi'_{C_3H_8}$: Le débit de propane gagné

➤ **Le débit de propane gagné pour 6 unités HP est :**

$$\phi'_{C_3H_8} \times 6 = 12.03 \times 6 \rightarrow \phi'_{six\ unités} = 72.18\ m^3 \cdot h^{-1}$$

➤ **Le gain de propane par année est :**

$$\phi'_{C_3H_8} = 72.18 \times 24 \times 365 \rightarrow \phi'_{C_3H_8} = 6.32 \times 10^5\ m^3 \cdot an^{-1}$$

c. Calcul de l'énergie économisée en Kcal par année :

Energie gagné de propane en Kcal :

$$E = (E_{fournie\ de\ 3\ ech} - E_{fournie\ de\ 4\ ech}) \times 24 \times 365$$

$$E = (197900 - 53690) \times 24 \times 365$$

$$E = 1.26 \times 10^9\ Kcal \cdot an^{-1}$$

d. Estimation de l'économie réalisée en Euro :

$$E = 1.26 \times 10^9\ Kcal \cdot an^{-1} = 5.27 \times 10^6\ MJ \cdot an^{-1}$$

$$\text{On a: } 1\ kWh = 3.6\ MJ \quad \text{alors: } 5.27 \times 10^6\ MJ \cdot an^{-1} = 1.46 \times 10^6\ kWh \cdot an^{-1}$$

Prix moyen du kWh de propane (PCS) en janvier 2020 est environ **0,1434 €** (euro).

L'économie en Dollars au niveau du module 0 à égale : 209 364 €

Conclusion Général

Conclusion Général

Dans ce travail, on intéressera d'Optimisation des paramètres de fonctionnement de section HP à l'aide de l'outil HYSYS au niveau de MPP0 qu'est le modèle de traitement du gaz à HASSI-R'MEL.

Le but d'améliorer est la bonne récupération du GPL et de condensât et réduire la consommation d'énergie. Pour cela, on a commencé notre étude à bien maîtriser le procédé de traitement de gaz qui est basée sur le refroidissement du gaz brut à haute pression et de connaître les différents équipements de cette section.

A l'aide de l'outil HYSYS, on va simule de cette section, les données du cas design et du cas actuel qu'on a permis d'établir un modèle de cette section pour étudier d'autres cas de fonctionnement, c'est dernière on a permis d'amélioré la récupération de liquide et la minimisation de la consommation d'énergie (C_3^+) par l'ajout d'un autre échangeur à phase gazeux, c'est-à-dire on a été utilisé 4 échangeurs gaz-gaz au lieu 3 échangeurs dans la batterie d'échangeurs gaz-gaz.

Conclus, on peut dire ce travail permettre de connaitre que les avantages principaux de l'ajout d'un autre échangeur gaz-gaz sont :

- Un gain économique très important.
- La minimisation de la consommation d'énergie de propane des chillers.
- Obtenir des produits finis améliorés conformes aux spécifications commerciales.
- Assurer le bon fonctionnement de la section HP en cas d'arrêt de la phase (B).

On résultant, la performance de logiciel HYSYS et le modèle utilisée Peng-Robinson est très précisé et fiable et sur la base des études et les calculs que le faire précédentes, nous concluons si le débit de gaz est très élevé, le gain économie sera plus grand.

Références


Références

- [1] A.POJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S, JULLIAN, M.VALLAIS. Le gaz naturel production traitement transport .pp :253-310.Ed Technip Paris 1994.
- [2] GAZ TARIF REGLMENTE. Une manque de groupe ENGIE. Gaz naturel. Web site: <https://gaz-tarif-reglemente.fr/lexique-gaz/definition-gaz-naturel.html>.
- [3] Index mundi. Carte des Pays. Gaz naturel - production – Monde.Web site : <https://www.indexmundi.com/map/?v=136&l=fr>.
- [4] Raffinage de pétrole. Tome 1.Pétrole brut. Produits pétroliers. Schémas de fabrication/J.P. WAUQUIER/1994/page 181.
- [5] Mémoire fin de formation /Ing. Benaraima Zine El Abidine/2015/ la page 27 et 28.
- [6] Advanced natural gas engineering/2009/ Xiuli Wang; Michael Economides/page 8.
- [7] CONNAISSANCE DES ENERGIE. Fichier pédagogique. Web site: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-de-petrole-liquefies-gpl>
- [8] Mémoire finale, CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38) ; TRAITEMENT DE GPL) "MODULE III À HASSI R'MEL", CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef, p20.
- [9] Mémoire fin d'études. Master académique. Présenté par : ABADI Imad Eddin et HADJAJ Abdelhk. UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA. Faculté Des Sciences Appliquees. 2018/2019. P10.
- [10] Mémoire Online. Science. Thème: simulation d'un train de traitement de gaz à l'aide des outils HYYSYS et PRO II. Par Abbes Gouri. Ecole nationale supérieure polytechnique - ingénieur en génie chimique 2009.
- [11] S.MOKHATAB, A.POE, G.SPEIGHT. Handbook of natural gas transmission and processing. p: 365-372. Ed GPG Gulf Publications.2006


- [12] GPSA. Engineering data book, Vol.2, section: 19.21.10 ème édition .Ed Gas processors association.1987.
- [13] INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE/SONATRACH. Département Gaz, raffinage et pétrochimie. Ingénieurs spécialisés. Généralités sur les gaz naturels. Intervenant : A.LAMECHE. Février 2015, p34.
- [14] P.WUITHIER. Le pétrole raffinage et génie chimique, Tome 2. 2ème édition, publications de l'institut français du pétrole , Ed Technip , Paris 1974.
- [15] BILAN THERMIQUE Economie d'énergie. Théorie général du transfert de chaleur.Web site : http://bilan-thermique-28.fr/theorie_generale.html
- [16] MATERIEL THERMIQUE technologie et utilisation des échangeurs IFP training/2005 la p1, 2 et 6.
- [17] Jean-Sébastien SAVARD/Hussein IBRAHIM/Adrian ILINCA/2008 ; étude et conception d'un échangeur thermique pour un système hybride de type éolienne-diesel-stockage d'air comprimé JEDSAC la page 76/78.
- [18] André GRANGE/Bernard JAMIN/1999 ; le raffinage du pétrole 4 matériels et équipements.
- [19] kuppan thulukkanam/2013 heat exchanger design handbook ; second edition la page 1/17/20/21.
- [20] Classification of heat exchanger les pages 57 à 60.
- [21] Mémoire fin d'études. Master en génie des procédés. Présenté par : CHEBLI laid et ABBASSI youcef . UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA. Faculte des sciences et de la technologie . Juin 2012 ,p1

Annexes


Annexe 1

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC	
2			Unit Set: SI	
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:00:43 2008	
4				
5			Fluid Package: Basis-1	
6	Material Stream: gaz brut		Property Package: Peng-Robinson	
7				
8	CONDITIONS			
9				
10		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
11				
12	Vapour / Phase Fraction	0.9527	0.9527	0.0473
13	Temperature: (C)	64.50 *	64.50	64.50
14	Pressure: (kPa)	9954 *	9954	9954
15	Molar Flow (kgmole/h)	9570 *	9117	452.6
16	Mass Flow (kg/h)	2.207e+005	1.857e+005	3.506e+004
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	581.3	525.8	55.53
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-8.014e+004	-7.537e+004	-1.762e+005
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	151.6	150.4	175.6
20	Heat Flow (kJ/h)	-7.669e+008	-6.872e+008	-7.973e+007
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---	54.09
22	PROPERTIES			
23				
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase
25	Molecular Weight	23.07	20.37	77.46
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.291	4.198	7.696
27	Mass Density (kg/m3)	98.96	85.50	596.1
28	Act. Volume Flow (m3/h)	2230	2172	58.81
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3474	-3701	-2274
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	6.574	7.387	2.267
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	61.32	55.04	187.7
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.658	2.703	2.424
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	1.034e+006	9.127e+005	3.486e+006
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.485e+004	4.482e+004	4.501e+004
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.9045	0.9045	9.553e-002
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.8412	0.8412	0.1588
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	20.21	---	---
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	2172	---
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	16.46	17.34	8.151
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	61.32	55.04	187.7
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	2.263e+005	2.156e+005	1.070e+004
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	379.7	353.2	631.3
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	1.634e-002	---	1.634e-002
45	Z Factor	---	0.8445	0.4607
46	Watson K	16.54	17.30	13.05
47	User Property	---	---	---
48	Cp/(Cp - R)	1.157	1.178	1.046
49	Cp/Cv	1.437	1.534	1.229
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	1.654e+004	1.654e+004	1.654e+004
51	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.1863	0.3976
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---	648.2
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---	54.09
54	Liquid Fraction	4.730e-002	0.0000	1.000
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2331	0.2382	0.1299
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	716.9	---	---
57	Phase Fraction [Molar Basis]	0.9527	0.9527	0.0473
58	Surface Tension (dyne/cm)	9.599	---	9.599
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	4.528e-002	9.138e-002
60	Viscosity (cP)	---	1.592e-002	0.2370
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	53.00	46.73	179.4
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.298	2.295	2.316
63	Cv (kJ/kgmole-C)	42.67	35.87	152.7
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.850	1.761	1.972
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	48.55	35.87	---
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	2.105	1.761	---
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.263	1.534	---
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	---
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 4


Annexe 2

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\lit\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:00:43 2008				
4							
5					Fluid Package: Basis-1		
6	Material Stream: gaz brut (continued)				Property Package: Peng-Robinson		
7	PROPERTIES						
8			Overall	Vapour Phase	Liquid Phase		
9	True VP at 37.8 C (kPa)		---	---	8871		
10	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		54.09	0.0000	54.09		
11	COMPOSITION						
12	Overall Phase				Vapour Fraction	0.9527	
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
14	19 Nitrogen	532.0947 *	0.0556 *	14905.5680 *	0.0675 *	18.4847 *	
15	20 CO2	19.1018 *	0.0020 *	840.6652 *	0.0038 *	1.0186 *	
16	21 Methane	7499.0608 *	0.7836 *	120306.6829 *	0.5450 *	401.8340 *	
17	22 Ethane	710.0976 *	0.0742 *	21352.5627 *	0.0967 *	60.0326 *	
18	23 Propane	275.5982 *	0.0288 *	12153.0555 *	0.0551 *	23.9858 *	
19	24 i-Butane	59.2960 *	0.0062 *	3446.5217 *	0.0156 *	6.1330 *	
20	25 n-Butane	105.2992 *	0.0110 *	6120.4129 *	0.0277 *	10.4941 *	
21	26 i-Pentane	34.5000 *	0.0036 *	2489.2112 *	0.0113 *	3.9927 *	
22	27 n-Pentane	45.8979 *	0.0048 *	3311.5830 *	0.0150 *	5.2587 *	
23	28 n-Hexane	56.5016 *	0.0059 *	4869.1861 *	0.0221 *	7.3479 *	
24	29 n-Heptane	53.6018 *	0.0056 *	5371.1723 *	0.0243 *	7.8204 *	
25	30 n-Octane	43.1035 *	0.0045 *	4923.7986 *	0.0223 *	6.9804 *	
26	31 n-Nonane	35.3996 *	0.0037 *	4540.3183 *	0.0206 *	6.3038 *	
27	32 n-Decane	25.8008 *	0.0027 *	3671.0739 *	0.0166 *	5.0102 *	
28	33 n-C11	20.0971 *	0.0021 *	3141.4381 *	0.0142 *	4.2289 *	
29	34 n-C12	54.5493 *	0.0057 *	9291.8688 *	0.0421 *	12.3703 *	
30	35 H2O	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	
31	36 DEGlycol	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	
32	37 Total	9570.0000	1.0000	220735.1192	1.0000	581.2960	
33	Vapour Phase					Phase Fraction	0.9527
34	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
35	41 Nitrogen	527.3131	0.0578	14771.6217	0.0796	18.3186	
36	42 CO2	18.5147	0.0020	814.8284	0.0044	0.9873	
37	43 Methane	7366.0152	0.8079	118172.2454	0.6364	394.7048	
38	44 Ethane	677.7806	0.0743	20380.7966	0.1098	57.3004	
39	45 Propane	251.0943	0.0275	11072.5045	0.0596	21.8531	
40	46 i-Butane	50.9688	0.0056	2962.5104	0.0160	5.2717	
41	47 n-Butane	87.7889	0.0096	5102.6423	0.0275	8.7490	
42	48 i-Pentane	25.8707	0.0028	1866.6002	0.0101	2.9940	
43	49 n-Pentane	32.9855	0.0036	2379.9395	0.0128	3.7793	
44	50 n-Hexane	32.2445	0.0035	2778.7664	0.0150	4.1933	
45	51 n-Heptane	22.3221	0.0024	2236.7873	0.0120	3.2568	
46	52 n-Octane	12.0204	0.0013	1373.1114	0.0074	1.9466	
47	53 n-Nonane	6.2501	0.0007	801.6369	0.0043	1.1130	
48	54 n-Decane	2.7925	0.0003	397.3333	0.0021	0.5423	
49	55 n-C11	1.2736	0.0001	199.0734	0.0011	0.2680	
50	56 n-C12	2.1493	0.0002	366.1156	0.0020	0.4874	
51	57 H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
52	58 DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
53	59 Total	9117.3845	1.0000	185676.5130	1.0000	525.7657	
54	Liquid Phase					Phase Fraction	4.730e-002
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
56	63 Nitrogen	4.7816	0.0106	133.9463	0.0038	0.1661	
57	64 CO2	0.5871	0.0013	25.8368	0.0007	0.0313	
58	65 Methane	133.0456	0.2939	2134.4375	0.0609	7.1292	


Annexe 3

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA			Case Name: C:\Users\lit\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC																																																																																																																																										
2				Unit Set: SI																																																																																																																																										
3				Date/Time: Mon Jan 14 11:00:43 2008																																																																																																																																										
4																																																																																																																																														
5	Material Stream: gaz brut (continued)			Fluid Package: Basis-1																																																																																																																																										
6				Property Package: Peng-Robinson																																																																																																																																										
7	COMPOSITION																																																																																																																																													
8	Liquid Phase (continued)																																																																																																																																													
9						Phase Fraction 4.730e-002																																																																																																																																								
10	<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>15</td><td>Ethane</td><td>32.3169</td><td>0.0714</td><td>971.7661</td><td>0.0277</td><td>2.7321</td><td>0.0492</td></tr> <tr><td>16</td><td>Propane</td><td>24.5040</td><td>0.0541</td><td>1080.5511</td><td>0.0308</td><td>2.1326</td><td>0.0384</td></tr> <tr><td>17</td><td>i-Butane</td><td>8.3272</td><td>0.0184</td><td>484.0113</td><td>0.0138</td><td>0.8613</td><td>0.0155</td></tr> <tr><td>18</td><td>n-Butane</td><td>17.5103</td><td>0.0387</td><td>1017.7706</td><td>0.0290</td><td>1.7451</td><td>0.0314</td></tr> <tr><td>19</td><td>i-Pentane</td><td>8.6293</td><td>0.0191</td><td>622.6110</td><td>0.0178</td><td>0.9987</td><td>0.0180</td></tr> <tr><td>20</td><td>n-Pentane</td><td>12.9124</td><td>0.0285</td><td>931.6435</td><td>0.0266</td><td>1.4794</td><td>0.0266</td></tr> <tr><td>21</td><td>n-Hexane</td><td>24.2570</td><td>0.0536</td><td>2090.4198</td><td>0.0596</td><td>3.1546</td><td>0.0568</td></tr> <tr><td>22</td><td>n-Heptane</td><td>31.2797</td><td>0.0691</td><td>3134.3850</td><td>0.0894</td><td>4.5637</td><td>0.0822</td></tr> <tr><td>23</td><td>n-Octane</td><td>31.0831</td><td>0.0687</td><td>3550.6872</td><td>0.1013</td><td>5.0337</td><td>0.0906</td></tr> <tr><td>24</td><td>n-Nonane</td><td>29.1495</td><td>0.0644</td><td>3738.6814</td><td>0.1066</td><td>5.1908</td><td>0.0935</td></tr> <tr><td>25</td><td>n-Decane</td><td>23.0083</td><td>0.0508</td><td>3273.7406</td><td>0.0934</td><td>4.4679</td><td>0.0805</td></tr> <tr><td>26</td><td>n-C11</td><td>18.8235</td><td>0.0416</td><td>2942.3647</td><td>0.0839</td><td>3.9609</td><td>0.0713</td></tr> <tr><td>27</td><td>n-C12</td><td>52.3999</td><td>0.1158</td><td>8925.7533</td><td>0.2546</td><td>11.8829</td><td>0.2140</td></tr> <tr><td>28</td><td>H2O</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>29</td><td>DEGlycol</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>30</td><td>Total</td><td>452.6155</td><td>1.0000</td><td>35058.6062</td><td>1.0000</td><td>55.5303</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	15	Ethane	32.3169	0.0714	971.7661	0.0277	2.7321	0.0492	16	Propane	24.5040	0.0541	1080.5511	0.0308	2.1326	0.0384	17	i-Butane	8.3272	0.0184	484.0113	0.0138	0.8613	0.0155	18	n-Butane	17.5103	0.0387	1017.7706	0.0290	1.7451	0.0314	19	i-Pentane	8.6293	0.0191	622.6110	0.0178	0.9987	0.0180	20	n-Pentane	12.9124	0.0285	931.6435	0.0266	1.4794	0.0266	21	n-Hexane	24.2570	0.0536	2090.4198	0.0596	3.1546	0.0568	22	n-Heptane	31.2797	0.0691	3134.3850	0.0894	4.5637	0.0822	23	n-Octane	31.0831	0.0687	3550.6872	0.1013	5.0337	0.0906	24	n-Nonane	29.1495	0.0644	3738.6814	0.1066	5.1908	0.0935	25	n-Decane	23.0083	0.0508	3273.7406	0.0934	4.4679	0.0805	26	n-C11	18.8235	0.0416	2942.3647	0.0839	3.9609	0.0713	27	n-C12	52.3999	0.1158	8925.7533	0.2546	11.8829	0.2140	28	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	29	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	30	Total	452.6155	1.0000	35058.6062	1.0000	55.5303	1.0000
COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION																																																																																																																																								
15	Ethane	32.3169	0.0714	971.7661	0.0277	2.7321	0.0492																																																																																																																																							
16	Propane	24.5040	0.0541	1080.5511	0.0308	2.1326	0.0384																																																																																																																																							
17	i-Butane	8.3272	0.0184	484.0113	0.0138	0.8613	0.0155																																																																																																																																							
18	n-Butane	17.5103	0.0387	1017.7706	0.0290	1.7451	0.0314																																																																																																																																							
19	i-Pentane	8.6293	0.0191	622.6110	0.0178	0.9987	0.0180																																																																																																																																							
20	n-Pentane	12.9124	0.0285	931.6435	0.0266	1.4794	0.0266																																																																																																																																							
21	n-Hexane	24.2570	0.0536	2090.4198	0.0596	3.1546	0.0568																																																																																																																																							
22	n-Heptane	31.2797	0.0691	3134.3850	0.0894	4.5637	0.0822																																																																																																																																							
23	n-Octane	31.0831	0.0687	3550.6872	0.1013	5.0337	0.0906																																																																																																																																							
24	n-Nonane	29.1495	0.0644	3738.6814	0.1066	5.1908	0.0935																																																																																																																																							
25	n-Decane	23.0083	0.0508	3273.7406	0.0934	4.4679	0.0805																																																																																																																																							
26	n-C11	18.8235	0.0416	2942.3647	0.0839	3.9609	0.0713																																																																																																																																							
27	n-C12	52.3999	0.1158	8925.7533	0.2546	11.8829	0.2140																																																																																																																																							
28	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																																																																																							
29	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000																																																																																																																																							
30	Total	452.6155	1.0000	35058.6062	1.0000	55.5303	1.0000																																																																																																																																							
31	K VALUE																																																																																																																																													
32	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">COMPONENTS</th> <th style="width: 20%;">MIXED</th> <th style="width: 20%;">LIGHT</th> <th style="width: 30%;">HEAVY</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>33</td><td>Nitrogen</td><td>5.475</td><td>5.475</td><td>---</td></tr> <tr><td>34</td><td>CO2</td><td>1.566</td><td>1.566</td><td>---</td></tr> <tr><td>35</td><td>Methane</td><td>2.748</td><td>2.748</td><td>---</td></tr> <tr><td>36</td><td>Ethane</td><td>1.041</td><td>1.041</td><td>---</td></tr> <tr><td>37</td><td>Propane</td><td>0.5087</td><td>0.5087</td><td>---</td></tr> <tr><td>38</td><td>i-Butane</td><td>0.3039</td><td>0.3039</td><td>---</td></tr> <tr><td>39</td><td>n-Butane</td><td>0.2489</td><td>0.2489</td><td>---</td></tr> <tr><td>40</td><td>i-Pentane</td><td>0.1488</td><td>0.1488</td><td>---</td></tr> <tr><td>41</td><td>n-Pentane</td><td>0.1268</td><td>0.1268</td><td>---</td></tr> <tr><td>42</td><td>n-Hexane</td><td>6.599e-002</td><td>6.599e-002</td><td>---</td></tr> <tr><td>43</td><td>n-Heptane</td><td>3.543e-002</td><td>3.543e-002</td><td>---</td></tr> <tr><td>44</td><td>n-Octane</td><td>1.920e-002</td><td>1.920e-002</td><td>---</td></tr> <tr><td>45</td><td>n-Nonane</td><td>1.064e-002</td><td>1.064e-002</td><td>---</td></tr> <tr><td>46</td><td>n-Decane</td><td>6.025e-003</td><td>6.025e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>47</td><td>n-C11</td><td>3.359e-003</td><td>3.359e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>48</td><td>n-C12</td><td>2.036e-003</td><td>2.036e-003</td><td>---</td></tr> <tr><td>49</td><td>H2O</td><td>---</td><td>---</td><td>---</td></tr> <tr><td>50</td><td>DEGlycol</td><td>---</td><td>---</td><td>---</td></tr> </tbody> </table>						COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY	33	Nitrogen	5.475	5.475	---	34	CO2	1.566	1.566	---	35	Methane	2.748	2.748	---	36	Ethane	1.041	1.041	---	37	Propane	0.5087	0.5087	---	38	i-Butane	0.3039	0.3039	---	39	n-Butane	0.2489	0.2489	---	40	i-Pentane	0.1488	0.1488	---	41	n-Pentane	0.1268	0.1268	---	42	n-Hexane	6.599e-002	6.599e-002	---	43	n-Heptane	3.543e-002	3.543e-002	---	44	n-Octane	1.920e-002	1.920e-002	---	45	n-Nonane	1.064e-002	1.064e-002	---	46	n-Decane	6.025e-003	6.025e-003	---	47	n-C11	3.359e-003	3.359e-003	---	48	n-C12	2.036e-003	2.036e-003	---	49	H2O	---	---	---	50	DEGlycol	---	---	---																																										
COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY																																																																																																																																											
33	Nitrogen	5.475	5.475	---																																																																																																																																										
34	CO2	1.566	1.566	---																																																																																																																																										
35	Methane	2.748	2.748	---																																																																																																																																										
36	Ethane	1.041	1.041	---																																																																																																																																										
37	Propane	0.5087	0.5087	---																																																																																																																																										
38	i-Butane	0.3039	0.3039	---																																																																																																																																										
39	n-Butane	0.2489	0.2489	---																																																																																																																																										
40	i-Pentane	0.1488	0.1488	---																																																																																																																																										
41	n-Pentane	0.1268	0.1268	---																																																																																																																																										
42	n-Hexane	6.599e-002	6.599e-002	---																																																																																																																																										
43	n-Heptane	3.543e-002	3.543e-002	---																																																																																																																																										
44	n-Octane	1.920e-002	1.920e-002	---																																																																																																																																										
45	n-Nonane	1.064e-002	1.064e-002	---																																																																																																																																										
46	n-Decane	6.025e-003	6.025e-003	---																																																																																																																																										
47	n-C11	3.359e-003	3.359e-003	---																																																																																																																																										
48	n-C12	2.036e-003	2.036e-003	---																																																																																																																																										
49	H2O	---	---	---																																																																																																																																										
50	DEGlycol	---	---	---																																																																																																																																										
51	UNIT OPERATIONS																																																																																																																																													
52	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">FEED TO</th> <th style="width: 30%;">PRODUCT FROM</th> <th style="width: 40%;">LOGICAL CONNECTION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Mixer:</td> <td>MIX-100</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	Mixer:	MIX-100																																																																																																																																			
FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION																																																																																																																																												
Mixer:	MIX-100																																																																																																																																													
53	UTILITIES																																																																																																																																													
54	(No utilities reference this stream)																																																																																																																																													
55	DYNAMICS																																																																																																																																													
56	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Pressure Specification (Active):</td> <td>9954 kPa *</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td>Flow Specification (Active):</td> <td>Molar: 9570 kgmole/h *</td> <td>Mass: 2.207e+005 kg/h</td> <td>Std Ideal Liq Volume: 581.3 m3/h</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table>						Pressure Specification (Active):	9954 kPa *					Flow Specification (Active):	Molar: 9570 kgmole/h *	Mass: 2.207e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 581.3 m3/h																																																																																																																														
Pressure Specification (Active):	9954 kPa *																																																																																																																																													
Flow Specification (Active):	Molar: 9570 kgmole/h *	Mass: 2.207e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 581.3 m3/h																																																																																																																																											
57	User Variables																																																																																																																																													
58	NOTES																																																																																																																																													
59	Description																																																																																																																																													
60	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Hyprotech Ltd.</td> <td style="width: 30%;">HYSYS v3.2 (Build 5029)</td> <td style="width: 40%; text-align: right;">Page 3 of 4</td> </tr> </table>						Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)	Page 3 of 4																																																																																																																																					
Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)	Page 3 of 4																																																																																																																																												

Annexe 4

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name:	C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC		
2			Unit Set:	SI		
3			Date/Time:	Mon Jan 14 11:01:24 2008		
4						
5			Fluid Package:	Basis-1		
6	Material Stream: gaz de vente		Property Package:	Peng-Robinson		
7						
8	CONDITIONS					
9						
10		Overall	Vapour Phase			
11	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000			
12	Temperature: (C)	56.49	56.49			
13	Pressure: (kPa)	7452	7452			
14	Molar Flow (kgmole/h)	8590	8590			
15	Mass Flow (kg/h)	1.638e+005	1.638e+005			
16	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	481.6	481.6			
17	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.328e+004	-7.328e+004			
18	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.1	152.1			
19	Heat Flow (kJ/h)	-6.295e+008	-6.295e+008			
20	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---			
21						
22	PROPERTIES					
23						
24		Overall	Vapour Phase			
25	Molecular Weight	19.07	19.07			
26	Molar Density (kgmole/m3)	3.090	3.090			
27	Mass Density (kg/m3)	58.92	58.92			
28	Act. Volume Flow (m3/h)	2780	2780			
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3843	-3843			
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.976	7.976			
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	48.41	48.41			
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.539	2.539			
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.519e+005	8.519e+005			
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.468e+004	4.468e+004			
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000			
36	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000			
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	15.01	---			
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000			
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	2780			
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.83	17.83			
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	48.41	48.41			
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	2.031e+005	2.031e+005			
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	340.0	340.0			
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---			
45	Z Factor	0.8798	0.8798			
46	Watson K	17.69	17.69			
47	User Property	---	---			
48	Cp/(Cp - R)	1.207	1.207			
49	Cp/Cv	1.478	1.478			
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	5277	5277			
51	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2457	0.2457			
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---			
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---			
54	Liquid Fraction	0.0000	0.0000			
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3236	0.3236			
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	276.8	---			
57	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000			
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---			
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.212e-002	4.212e-002			
60	Viscosity (cP)	1.448e-002	1.448e-002			
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	40.09	40.09			
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.103	2.103			
63	Cv (kJ/kgmole-C)	32.75	32.75			
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.717	1.717			
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	32.74	32.74			
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.717	1.717			
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.479	1.479			
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---			
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 3		


Annexe 5

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:01:24 2008				
4							
5	Material Stream: gaz de vente (continued)					Fluid Package: Basis-1	
6						Property Package: Peng-Robinson	
7	PROPERTIES						
8			Overall	Vapour Phase			
9	True VP at 37.8 C (kPa)		---	---			
10	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		0.0000	0.0000			
11	Higher Heating Value[Gas] (MJ/m3)		39.95	39.95			
12	COMPOSITION						
13	Overall Phase					Vapour Fraction 1.0000	
14	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
15						LIQUID VOLUME FRACTION	
16	Nitrogen	520.6592	0.0606	14585.2256	0.0891	18.0874	
17	CO2	17.3043	0.0020	761.5585	0.0046	0.9227	
18	Methane	7139.6562	0.8312	114540.7910	0.6994	382.5754	
19	Ethane	606.4189	0.0706	18234.9565	0.1113	51.2674	
20	Propane	192.7313	0.0224	8498.8739	0.0519	16.7737	
21	i-Butane	32.2455	0.0038	1874.2400	0.0114	3.3351	
22	n-Butane	49.5981	0.0058	2882.8406	0.0176	4.9429	
23	i-Pentane	10.5286	0.0012	759.6524	0.0046	1.2185	
24	n-Pentane	11.5240	0.0013	831.4715	0.0051	1.3204	
25	n-Hexane	6.0245	0.0007	519.1820	0.0032	0.7835	
26	n-Heptane	2.0731	0.0002	207.7339	0.0013	0.3025	
27	n-Octane	0.5301	0.0001	60.5591	0.0004	0.0859	
28	n-Nonane	0.1325	0.0000	16.9933	0.0001	0.0236	
29	n-Decane	0.0291	0.0000	4.1421	0.0000	0.0057	
30	n-C11	0.0063	0.0000	0.9798	0.0000	0.0013	
31	n-C12	0.0058	0.0000	0.9865	0.0000	0.0013	
32	H2O	0.0856	0.0000	1.5422	0.0000	0.0015	
33	DEGlycol	0.0002	0.0000	0.0256	0.0000	0.0000	
34	Total	8589.5536	1.0000	163781.7546	1.0000	481.6489	
35	Vapour Phase					Phase Fraction 1.000	
36	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
37						LIQUID VOLUME FRACTION	
38	Nitrogen	520.6592	0.0606	14585.2256	0.0891	18.0874	
39	CO2	17.3043	0.0020	761.5585	0.0046	0.9227	
40	Methane	7139.6562	0.8312	114540.7910	0.6994	382.5754	
41	Ethane	606.4189	0.0706	18234.9565	0.1113	51.2674	
42	Propane	192.7313	0.0224	8498.8739	0.0519	16.7737	
43	i-Butane	32.2455	0.0038	1874.2400	0.0114	3.3351	
44	n-Butane	49.5981	0.0058	2882.8406	0.0176	4.9429	
45	i-Pentane	10.5286	0.0012	759.6524	0.0046	1.2185	
46	n-Pentane	11.5240	0.0013	831.4715	0.0051	1.3204	
47	n-Hexane	6.0245	0.0007	519.1820	0.0032	0.7835	
48	n-Heptane	2.0731	0.0002	207.7339	0.0013	0.3025	
49	n-Octane	0.5301	0.0001	60.5591	0.0004	0.0859	
50	n-Nonane	0.1325	0.0000	16.9933	0.0001	0.0236	
51	n-Decane	0.0291	0.0000	4.1421	0.0000	0.0057	
52	n-C11	0.0063	0.0000	0.9798	0.0000	0.0013	
53	n-C12	0.0058	0.0000	0.9865	0.0000	0.0013	
54	H2O	0.0856	0.0000	1.5422	0.0000	0.0015	
55	DEGlycol	0.0002	0.0000	0.0256	0.0000	0.0000	
56	Total	8589.5536	1.0000	163781.7546	1.0000	481.6489	
57	K VALUE						
58	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY	
59	Nitrogen		---		---	---	
60	CO2		---		---	---	
61	Methane		---		---	---	
62	Hyprotech Ltd. HYSYS v3.2 (Build 5029) Page 2 of 3						


Annexe 6

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC			
2			Unit Set: SI			
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:01:24 2008			
4						
5	Material Stream: gaz de vente (continued)		Fluid Package: Basis-1			
6			Property Package: Peng-Robinson			
7	K VALUE					
8						
9	COMPONENTS					
10		MIXED	LIGHT	HEAVY		
11	Ethane	---	---	---	---	
12	Propane	---	---	---	---	
13	i-Butane	---	---	---	---	
14	n-Butane	---	---	---	---	
15	i-Pentane	---	---	---	---	
16	n-Pentane	---	---	---	---	
17	n-Hexane	---	---	---	---	
18	n-Heptane	---	---	---	---	
19	n-Octane	---	---	---	---	
20	n-Nonane	---	---	---	---	
21	n-Decane	---	---	---	---	
22	n-C11	---	---	---	---	
23	n-C12	---	---	---	---	
24	H2O	---	---	---	---	
25	DEGlycol	---	---	---	---	
26						
27	UNIT OPERATIONS					
28						
29	FEED TO	PRODUCT FROM		LOGICAL CONNECTION		
30		Heat Exchanger: E-100				
31	UTILITIES					
32	(No utilities reference this stream)					
33	DYNAMICS					
34						
35						
36	Pressure Specification	(Inactive)	7452 kPa			
37	Flow Specification	(Inactive)	Molar: 8590 kgmole/h	Mass: 1.638e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 481.6 m3/h	
38	User Variables					
39						
40	NOTES					
41						
42	Description					
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						
61						
62						
63						
64						
65						
66						
67						
68						
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 3 of 3	


Annexe 7

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC		
2			Unit Set: SI		
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:02:07 2008		
4					
5			Fluid Package: Basis-1		
6			Property Package: Peng-Robinson		
7	Material Stream: LiqD				
8	CONDITIONS				
9					
10					
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
12	Vapour / Phase Fraction	0.3608	0.3608	0.5170	0.1222
13	Temperature: (C)	-2.000 *	-2.000	-2.000	-2.000
14	Pressure: (kPa)	3383	3383	3383	3383
15	Molar Flow (kgmole/h)	589.2	212.6	304.6	71.99
16	Mass Flow (kg/h)	2.639e+004	4238	1.710e+004	5049
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	47.67	12.51	30.59	4.568
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.653e+005	-7.913e+004	-1.492e+005	-4.876e+005
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	112.3	153.2	101.9	35.69
20	Heat Flow (kJ/h)	-9.738e+007	-1.682e+007	-4.545e+007	-3.511e+007
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	47.59 *	---	29.89	4.531
22	PROPERTIES				
23					
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
25	Molecular Weight	44.78	19.93	56.14	70.13
26	Molar Density (kgmole/m3)	3.824	1.760	10.57	16.08
27	Mass Density (kg/m3)	171.2	35.08	593.5	1128
28	Act. Volume Flow (m3/h)	154.1	120.8	28.81	4.477
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3691	-3970	-2658	-6953
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	2.509	7.685	1.816	0.5089
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	103.8	46.60	126.7	176.1
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.318	2.338	2.256	2.511
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	1.817e+006	9.319e+005	2.563e+006	1.276e+006
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.058e+004	4.675e+004	4.566e+004	1.819e+004
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.2624	0.2624	0.6418	9.583e-002
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.1606	0.1606	0.6481	0.1913
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	10.16	---	---	---
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	120.8	---	---
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	12.36	16.99	9.957	15.76
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	103.8	46.60	126.7	176.1
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	1.393e+004	5027	7203	1702
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	553.5	338.8	558.9	1105
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	9.247e-003	---	8.003e-003	1.244e-003
45	Z Factor	---	0.8528	0.1419	9.332e-002
46	Watson K	13.62	18.11	13.87	8.704
47	User Property	---	---	---	---
48	Cp/(Cp - R)	1.087	1.217	1.070	1.050
49	Cp/Cv	1.067	1.490	1.070	1.057
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	5.071e+004	5.071e+004	5.071e+004	5.071e+004
51	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.3210	0.3512	45.14
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	554.5	---	572.0	1114
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	47.59	---	29.89	4.531
54	Liquid Fraction	0.6392	0.0000	1.000	1.000
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2615	0.5683	9.458e-002	6.218e-002
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	1132	---	---	---
57	Phase Fraction [Molar Basis]	0.3608	0.3608	0.5170	0.1222
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	11.75	51.75
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	3.047e-002	0.1012	0.2120
60	Viscosity (cP)	---	1.126e-002	0.2085	50.82
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	95.50	38.29	118.3	167.8
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.132	1.921	2.108	2.392
63	Cv (kJ/kgmole-C)	97.27	31.27	118.3	166.5
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	2.172	1.569	2.108	2.374
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	31.27	---	---
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.569	---	---
67	Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.490	---	---
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	4282	---	1840	---
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 4


Annexe 8

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:02:07 2008				
4							
5	Material Stream: LiqD (continued)					Fluid Package: Basis-1	
6						Property Package: Peng-Robinson	
7	PROPERTIES						
8							
9							
10							
11			Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
12	True VP at 37.8 C (kPa)		1.172e+004	---	4802	1983	
13	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		34.42	0.0000	29.89	4.531	
14	COMPOSITION						
15							
16	Overall Phase						
17						Vapour Fraction 0.3608	
18	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
19							
20	Nitrogen	6.5372	0.0111	183.1280	0.0069	0.2271	0.0048
21	CO2	1.1906	0.0020	52.3959	0.0020	0.0635	0.0013
22	Methane	222.4842	0.3776	3569.2914	0.1353	11.9217	0.2501
23	Ethane	70.2304	0.1192	2111.8226	0.0800	5.9374	0.1245
24	Propane	57.4399	0.0975	2532.9294	0.0960	4.9991	0.1049
25	i-Butane	18.4073	0.0312	1069.9077	0.0405	1.9039	0.0399
26	n-Butane	37.5218	0.0637	2180.9170	0.0827	3.7394	0.0784
27	i-Pentane	15.0300	0.0255	1084.4322	0.0411	1.7394	0.0365
28	n-Pentane	20.9982	0.0356	1515.0400	0.0574	2.4059	0.0505
29	n-Hexane	25.4784	0.0432	2195.6737	0.0832	3.3134	0.0695
30	n-Heptane	19.5083	0.0331	1954.8255	0.0741	2.8462	0.0597
31	n-Octane	10.9694	0.0186	1253.0527	0.0475	1.7764	0.0373
32	n-Nonane	5.7933	0.0098	743.0425	0.0282	1.0316	0.0216
33	n-Decane	2.5997	0.0044	369.9008	0.0140	0.5048	0.0106
34	n-C11	1.1850	0.0020	185.2378	0.0070	0.2494	0.0052
35	n-C12	1.9971	0.0034	340.1848	0.0129	0.4529	0.0095
36	H2O	29.2722	0.0497	527.3417	0.0200	0.5284	0.0111
37	DEGlycol	42.5734	0.0723	4517.9744	0.1712	4.0315	0.0846
38	Total	589.2165	1.0000	26387.0981	1.0000	47.6721	1.0000
39	Vapour Phase						
40						Phase Fraction 0.3608	
41	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
42							
43	Nitrogen	5.9511	0.0280	166.7074	0.0393	0.2067	0.0165
44	CO2	0.6386	0.0030	28.1068	0.0066	0.0341	0.0027
45	Methane	169.1779	0.7958	2714.1035	0.6404	9.0653	0.7246
46	Ethane	25.4227	0.1196	764.4572	0.1804	2.1493	0.1718
47	Propane	7.9194	0.0372	349.2208	0.0824	0.6892	0.0551
48	i-Butane	1.1272	0.0053	65.5156	0.0155	0.1166	0.0093
49	n-Butane	1.6406	0.0077	95.3583	0.0225	0.1635	0.0131
50	i-Pentane	0.2786	0.0013	20.0999	0.0047	0.0322	0.0026
51	n-Pentane	0.2882	0.0014	20.7944	0.0049	0.0330	0.0026
52	n-Hexane	0.1126	0.0005	9.7074	0.0023	0.0146	0.0012
53	n-Heptane	0.0289	0.0001	2.8925	0.0007	0.0042	0.0003
54	n-Octane	0.0055	0.0000	0.6246	0.0001	0.0009	0.0001
55	n-Nonane	0.0010	0.0000	0.1315	0.0000	0.0002	0.0000
56	n-Decane	0.0002	0.0000	0.0241	0.0000	0.0000	0.0000
57	n-C11	0.0000	0.0000	0.0043	0.0000	0.0000	0.0000
58	n-C12	0.0000	0.0000	0.0033	0.0000	0.0000	0.0000
59	H2O	0.0090	0.0000	0.1619	0.0000	0.0002	0.0000
60	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000
61	Total	212.6014	1.0000	4237.9139	1.0000	12.5101	1.0000
62	Liquid Phase						
63						Phase Fraction 0.5170	
64	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
65							
66	Nitrogen	0.5760	0.0019	16.1349	0.0009	0.0200	0.0007
67	CO2	0.5095	0.0017	22.4245	0.0013	0.0272	0.0009
68	Methane	53.1978	0.1746	853.4465	0.0499	2.8506	0.0932
69	Hysprotech Ltd.			HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 2 of 4	


Annexe 9

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA				Case Name: C:\Users\it\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC			
2					Unit Set: SI			
3					Date/Time: Mon Jan 14 11:02:07 2008			
4								
5	Material Stream: LiqD (continued)				Fluid Package: Basis-1			
6					Property Package: Peng-Robinson			
7	COMPOSITION							
8	Liquid Phase (continued)							
9						Phase Fraction	0.5170	
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	Ethane	44.8048	0.1471	1347.2771	0.0788	3.7879	0.1238	
16	Propane	49.5203	0.1626	2183.6983	0.1277	4.3098	0.1409	
17	i-Butane	17.2802	0.0567	1004.3918	0.0587	1.7873	0.0584	
18	n-Butane	35.8812	0.1178	2085.5581	0.1220	3.5759	0.1169	
19	i-Pentane	14.7515	0.0484	1064.3323	0.0622	1.7072	0.0558	
20	n-Pentane	20.7100	0.0680	1494.2456	0.0874	2.3728	0.0776	
21	n-Hexane	25.3657	0.0833	2185.9663	0.1278	3.2988	0.1078	
22	n-Heptane	19.4794	0.0639	1951.9331	0.1141	2.8420	0.0929	
23	n-Octane	10.9639	0.0360	1252.4281	0.0732	1.7755	0.0580	
24	n-Nonane	5.7923	0.0190	742.9110	0.0434	1.0315	0.0337	
25	n-Decane	2.5995	0.0085	369.8766	0.0216	0.5048	0.0165	
26	n-C11	1.1850	0.0039	185.2335	0.0108	0.2494	0.0082	
27	n-C12	1.9971	0.0066	340.1815	0.0199	0.4529	0.0148	
28	H2O	0.0078	0.0000	0.1401	0.0000	0.0001	0.0000	
29	DEGlycol	0.0003	0.0000	0.0273	0.0000	0.0000	0.0000	
30	Total	304.6222	1.0000	17100.2065	1.0000	30.5937	1.0000	
31								
32	Aqueous Phase						Phase Fraction	0.1222
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	0.0102	0.0001	0.2856	0.0001	0.0004	0.0001	
36	CO2	0.0424	0.0006	1.8647	0.0004	0.0023	0.0005	
37	Methane	0.1085	0.0015	1.7414	0.0003	0.0058	0.0013	
38	Ethane	0.0029	0.0000	0.0884	0.0000	0.0002	0.0001	
39	Propane	0.0002	0.0000	0.0103	0.0000	0.0000	0.0000	
40	i-Butane	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000	
41	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000	
42	i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
43	n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
44	n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
45	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
46	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
47	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
48	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
50	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
51	H2O	29.2554	0.4064	527.0398	0.1044	0.5281	0.1156	
52	DEGlycol	42.5731	0.5914	4517.9466	0.8948	4.0315	0.8825	
53	Total	71.9929	1.0000	5048.9777	1.0000	4.5683	1.0000	
54								
55	K VALUE							
56	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY		
57	Nitrogen	17.98		14.80		197.6		
58	CO2	2.050		1.796		5.104		
59	Methane	5.622		4.557		527.8		
60	Ethane	1.005		0.8130		2930		
61	Propane	0.2833		0.2291		1.146e+004		
62	i-Butane	0.1156		9.346e-002		7.658e+004		
63	n-Butane	8.100e-002		6.551e-002		5.160e+004		
64	i-Pentane	3.345e-002		2.706e-002		3.929e+005		
65	n-Pentane	2.465e-002		1.994e-002		3.121e+005		
66	n-Hexane	7.867e-003		6.363e-003		2.272e+006		
67	n-Heptane	2.625e-003		2.123e-003		2.025e+007		
68	n-Octane	8.835e-004		7.146e-004		---		
69	Hyprotech Ltd.			HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 3 of 4		


Annexe 10

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\Users\lit\Desktop\ferial ikram\CAS DESIGN.HSC	
2			Unit Set: SI	
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:02:07 2008	
4				
5			Fluid Package: Basis-1	
6	Material Stream: LiqD (continued)		Property Package: Peng-Robinson	
7				
8				
9	K VALUE			
10				
11	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
12	n-Nonane	3.137e-004	2.537e-004	---
13	n-Decane	1.156e-004	9.351e-005	---
14	n-C11	4.071e-005	3.292e-005	---
15	n-C12	1.713e-005	1.386e-005	---
16	H2O	5.439e-004	1.656	1.040e-004
17	DEGlycol	2.032e-007	2.723e-002	3.885e-008
18	UNIT OPERATIONS			
19				
20	FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	
21		Heat Exchanger:	E-101	
22	UTILITIES			
23	(No utilities reference this stream)			
24				
25	DYNAMICS			
26				
27	Pressure Specification (Inactive)	3383 kPa		
28	Flow Specification (Inactive)	Molar: 589.2 kgmole/h	Mass: 2.639e+004 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 47.67 m3/h
29				
30	User Variables			
31				
32	NOTES			
33				
34	Description			
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				
64				
65				
66				
67				
68				
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)	Page 4 of 4	


Annexe 11

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name:	C:\USERS\ITDESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC
2			Unit Set:	SI
3			Date/Time:	Mon Jan 14 11:15:06 2008
4				
5			Fluid Package:	Basis-1
6	Material Stream: Gaz brut		Property Package:	Peng-Robinson
7				
8	CONDITIONS			
9				
10				
11		Overall	Vapour Phase	
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	54.00 *	54.00	
14	Pressure: (kPa)	9709 *	9709	
15	Molar Flow (kgmole/h)	5287 *	5287	
16	Mass Flow (kg/h)	1.029e+005	1.029e+005	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	300.7	300.7	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.513e+004	-7.513e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	149.0	149.0	
20	Heat Flow (kJ/h)	-3.972e+008	-3.972e+008	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---	
22	PROPERTIES			
23				
24		Overall	Vapour Phase	
25	Molecular Weight	19.46	19.46	
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.245	4.245	
27	Mass Density (kg/m3)	82.62	82.62	
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1245	1245	
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3860	-3860	
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.654	7.654	
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	53.01	53.01	
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.723	2.723	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.802e+005	8.802e+005	
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.522e+004	4.522e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	20.97	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	1245	
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.58	17.58	
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	53.01	53.01	
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	1.250e+005	1.250e+005	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	342.2	342.2	
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---	
45	Z Factor	0.8409	0.8409	
46	Watson K	17.69	17.69	
47	User Property	---	---	
48	Cp/(Cp - R)	1.186	1.186	
49	Cp/Cv	1.566	1.566	
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	---	---	
51	Kinematic Viscosity (cSt)	0.1860	0.1860	
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---	
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---	
54	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2356	0.2356	
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	---	---	
57	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.438e-002	4.438e-002	
60	Viscosity (cP)	1.536e-002	1.536e-002	
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	44.69	44.69	
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.296	2.296	
63	Cv (kJ/kgmole-C)	33.84	33.84	
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.738	1.738	
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	33.84	33.84	
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.738	1.738	
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.566	1.566	
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)	


Annexe 12

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:15:06 2008				
4							
5	Material Stream: Gaz brut (continued)					Fluid Package: Basis-1	
6						Property Package: Peng-Robinson	
7	PROPERTIES						
8			Overall	Vapour Phase			
9	True VP at 37.8 C (kPa)		---	---			
10	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		0.0000	0.0000			
11	COMPOSITION						
12	Overall Phase			Vapour Fraction 1.0000			
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
14						LIQUID VOLUME FRACTION	
15	20 Nitrogen	276.5225 *	0.0523 *	7746.2257 *	0.0753 *	9.6062 *	
16	21 CO2	11.4204 *	0.0022 *	502.6099 *	0.0049 *	0.6090 *	
17	22 Methane	4367.2583 *	0.8261 *	70063.4881 *	0.6809 *	234.0177 *	
18	23 Ethane	407.6460 *	0.0771 *	12257.8753 *	0.1191 *	34.4629 *	
19	24 Propane	125.8363 *	0.0238 *	5549.0014 *	0.0539 *	10.9517 *	
20	25 i-Butane	21.6777 *	0.0041 *	1259.9931 *	0.0122 *	2.2421 *	
21	26 n-Butane	35.4245 *	0.0067 *	2059.0132 *	0.0200 *	3.5304 *	
22	27 i-Pentane	8.9883 *	0.0017 *	648.5151 *	0.0063 *	1.0402 *	
23	28 n-Pentane	11.6319 *	0.0022 *	839.2549 *	0.0082 *	1.3327 *	
24	29 n-Hexane	10.0458 *	0.0019 *	865.7218 *	0.0084 *	1.3064 *	
25	30 n-Heptane	5.8160 *	0.0011 *	582.7884 *	0.0057 *	0.8485 *	
26	31 n-Octane	3.1723 *	0.0006 *	362.3830 *	0.0035 *	0.5137 *	
27	32 n-Nonane	0.7931 *	0.0002 *	101.7204 *	0.0010 *	0.1412 *	
28	33 n-Decane	0.2115 *	0.0000 *	30.0918 *	0.0003 *	0.0411 *	
29	34 n-C11	0.1586 *	0.0000 *	24.7939 *	0.0002 *	0.0334 *	
30	35 n-C12	0.0529 *	0.0000 *	9.0062 *	0.0001 *	0.0120 *	
31	36 H2O	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	
32	37 DEGlycol	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	
33	38 Total	5286.6560	1.0000	102902.4822	1.0000	300.6894	
34	Vapour Phase			Phase Fraction 1.000			
35	41 COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	
36						LIQUID VOLUME FRACTION	
37	43 Nitrogen	276.5225	0.0523	7746.2257	0.0753	9.6062	
38	44 CO2	11.4204	0.0022	502.6099	0.0049	0.6090	
39	45 Methane	4367.2583	0.8261	70063.4881	0.6809	234.0177	
40	46 Ethane	407.6460	0.0771	12257.8753	0.1191	34.4629	
41	47 Propane	125.8363	0.0238	5549.0014	0.0539	10.9517	
42	48 i-Butane	21.6777	0.0041	1259.9931	0.0122	2.2421	
43	49 n-Butane	35.4245	0.0067	2059.0132	0.0200	3.5304	
44	50 i-Pentane	8.9883	0.0017	648.5151	0.0063	1.0402	
45	51 n-Pentane	11.6319	0.0022	839.2549	0.0082	1.3327	
46	52 n-Hexane	10.0458	0.0019	865.7218	0.0084	1.3064	
47	53 n-Heptane	5.8160	0.0011	582.7884	0.0057	0.8485	
48	54 n-Octane	3.1723	0.0006	362.3830	0.0035	0.5137	
49	55 n-Nonane	0.7931	0.0002	101.7204	0.0010	0.1412	
50	56 n-Decane	0.2115	0.0000	30.0918	0.0003	0.0411	
51	57 n-C11	0.1586	0.0000	24.7939	0.0002	0.0334	
52	58 n-C12	0.0529	0.0000	9.0062	0.0001	0.0120	
53	59 H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
54	60 DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
55	61 Total	5286.6560	1.0000	102902.4822	1.0000	300.6894	
56	K VALUE						
57	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY			
58	Nitrogen	---	---	---			
59	CO2	---	---	---			
60	Methane	---	---	---			
61	Ethane	---	---	---			
62	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 2 of 3		


Annexe 13

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC	
2			Unit Set: SI	
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:15:06 2008	
4				
5			Fluid Package: Basis-1	
6			Property Package: Peng-Robinson	
7	Material Stream: Gaz brut (continued)			
8				
9	K VALUE			
10				
11	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
12	Propane	---	---	---
13	i-Butane	---	---	---
14	n-Butane	---	---	---
15	i-Pentane	---	---	---
16	n-Pentane	---	---	---
17	n-Hexane	---	---	---
18	n-Heptane	---	---	---
19	n-Octane	---	---	---
20	n-Nonane	---	---	---
21	n-Decane	---	---	---
22	n-C11	---	---	---
23	n-C12	---	---	---
24	H2O	---	---	---
25	DEGlycol	---	---	---
26	UNIT OPERATIONS			
27				
28	FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	
29	Mixer: MIX-100			
30	UTILITIES			
31				
32	(No utilities reference this stream)			
33				
34	DYNAMICS			
35	Pressure Specification (Active):	9709 kPa *		
36	Flow Specification (Active)	Molar: 5287 kgmole/h *	Mass: 1.029e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 300.7 m3/h
37	User Variables			
38				
39	NOTES			
40				
41				
42	Description			
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				
61				
62				
63				
64				
65				
66				
67				
68				
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)	


Annexe 14

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name:	C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC
2			Unit Set:	SI
3			Date/Time:	Mon Jan 14 11:15:43 2008
4				
5	Material Stream: Gaz de vente		Fluid Package:	Basis-1
6			Property Package:	Peng-Robinson
7	CONDITIONS			
8				
9				
10				
11		Overall	Vapour Phase	
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	44.99	44.99	
14	Pressure: (kPa)	6452	6452	
15	Molar Flow (kgmole/h)	5177	5177	
16	Mass Flow (kg/h)	9.842e+004	9.842e+004	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	291.6	291.6	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.426e+004	-7.426e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.2	152.2	
20	Heat Flow (kJ/h)	-3.845e+008	-3.845e+008	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---	
22	PROPERTIES			
23				
24		Overall	Vapour Phase	
25	Molecular Weight	19.01	19.01	
26	Molar Density (kgmole/m3)	2.788	2.788	
27	Mass Density (kg/m3)	53.01	53.01	
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1857	1857	
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3906	-3906	
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	8.007	8.007	
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	47.68	47.68	
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.508	2.508	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.591e+005	8.591e+005	
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.519e+004	4.519e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	13.90	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	1857	
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.76	17.76	
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	47.68	47.68	
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	1.224e+005	1.224e+005	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	337.5	337.5	
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---	
45	Z Factor	0.8749	0.8749	
46	Watson K	17.84	17.84	
47	User Property	---	---	
48	Cp/(Cp - R)	1.211	1.211	
49	Cp/Cv	1.482	1.482	
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	6084	6084	
51	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2604	0.2604	
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---	
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---	
54	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3586	0.3586	
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	320.0	---	
57	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	3.986e-002	3.986e-002	
60	Viscosity (cP)	1.380e-002	1.380e-002	
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	39.36	39.36	
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.071	2.071	
63	Cv (kJ/kgmole-C)	32.17	32.17	
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.692	1.692	
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	31.48	31.48	
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.656	1.656	
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.514	1.514	
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)	


Annexe 15

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:15:43 2008				
4							
5	Material Stream: Gaz de vente (continued)				Fluid Package: Basis-1		
6					Property Package: Peng-Robinson		
7	PROPERTIES						
8			Overall	Vapour Phase			
9							
10	True VP at 37.8 C (kPa)		---	---			
11	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		0.0000	0.0000			
12	Higher Heating Value(Gas) (MJ/m3)		40.29	40.29			
13	Water Content In Mg/m3(Gas)		5.188	5.188			
14							
15	COMPOSITION						
16							
17	Overall Phase			Vapour Fraction 1.0000			
18							
19							
20	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
21	Nitrogen	275.3449	0.0532	7713.2372	0.0784	9.5653	0.0328
22	CO2	11.1522	0.0022	490.8053	0.0050	0.5947	0.0020
23	Methane	4320.7806	0.8346	69317.8512	0.7043	231.5272	0.7940
24	Ethane	391.7012	0.0757	11778.4157	0.1197	33.1149	0.1136
25	Propane	113.7537	0.0220	5016.1990	0.0510	9.9002	0.0340
26	i-Butane	17.9827	0.0035	1045.2258	0.0106	1.8599	0.0064
27	n-Butane	27.8222	0.0054	1617.1369	0.0164	2.7728	0.0095
28	i-Pentane	5.9101	0.0011	426.4185	0.0043	0.6840	0.0023
29	n-Pentane	6.9796	0.0013	503.5875	0.0051	0.7997	0.0027
30	n-Hexane	3.9167	0.0008	337.5356	0.0034	0.5094	0.0017
31	n-Heptane	1.2859	0.0002	128.8535	0.0013	0.1876	0.0006
32	n-Octane	0.3588	0.0001	40.9826	0.0004	0.0581	0.0002
33	n-Nonane	0.0447	0.0000	5.7296	0.0001	0.0080	0.0000
34	n-Decane	0.0059	0.0000	0.8462	0.0000	0.0012	0.0000
35	n-C11	0.0021	0.0000	0.3304	0.0000	0.0004	0.0000
36	n-C12	0.0004	0.0000	0.0656	0.0000	0.0001	0.0000
37	H2O	0.0353	0.0000	0.6350	0.0000	0.0006	0.0000
38	DEGlycol	0.0002	0.0000	0.0178	0.0000	0.0000	0.0000
39	Total	5177.0772	1.0000	98423.8735	1.0000	291.5840	1.0000
40							
41	Vapour Phase			Phase Fraction 1.000			
42							
43	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
44	Nitrogen	275.3449	0.0532	7713.2372	0.0784	9.5653	0.0328
45	CO2	11.1522	0.0022	490.8053	0.0050	0.5947	0.0020
46	Methane	4320.7806	0.8346	69317.8512	0.7043	231.5272	0.7940
47	Ethane	391.7012	0.0757	11778.4157	0.1197	33.1149	0.1136
48	Propane	113.7537	0.0220	5016.1990	0.0510	9.9002	0.0340
49	i-Butane	17.9827	0.0035	1045.2258	0.0106	1.8599	0.0064
50	n-Butane	27.8222	0.0054	1617.1369	0.0164	2.7728	0.0095
51	i-Pentane	5.9101	0.0011	426.4185	0.0043	0.6840	0.0023
52	n-Pentane	6.9796	0.0013	503.5875	0.0051	0.7997	0.0027
53	n-Hexane	3.9167	0.0008	337.5356	0.0034	0.5094	0.0017
54	n-Heptane	1.2859	0.0002	128.8535	0.0013	0.1876	0.0006
55	n-Octane	0.3588	0.0001	40.9826	0.0004	0.0581	0.0002
56	n-Nonane	0.0447	0.0000	5.7296	0.0001	0.0080	0.0000
57	n-Decane	0.0059	0.0000	0.8462	0.0000	0.0012	0.0000
58	n-C11	0.0021	0.0000	0.3304	0.0000	0.0004	0.0000
59	n-C12	0.0004	0.0000	0.0656	0.0000	0.0001	0.0000
60	H2O	0.0353	0.0000	0.6350	0.0000	0.0006	0.0000
61	DEGlycol	0.0002	0.0000	0.0178	0.0000	0.0000	0.0000
62	Total	5177.0772	1.0000	98423.8735	1.0000	291.5840	1.0000
63							
64	K VALUE						
65							
66	COMPONENTS		MIXED		LIGHT		HEAVY
67		Nitrogen	---		---		---
68		CO2	---		---		---
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)			Page 2 of 3	


Annexe 16

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC	
2			Unit Set: SI	
3	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Date/Time: Mon Jan 14 11:15:43 2008	
4				
5				
6	Material Stream: Gaz de vente (continued)		Fluid Package: Basis-1	
7			Property Package: Peng-Robinson	
8				
9	K VALUE			
10	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
11				
12	Methane	---	---	---
13	Ethane	---	---	---
14	Propane	---	---	---
15	i-Butane	---	---	---
16	n-Butane	---	---	---
17	i-Pentane	---	---	---
18	n-Pentane	---	---	---
19	n-Hexane	---	---	---
20	n-Heptane	---	---	---
21	n-Octane	---	---	---
22	n-Nonane	---	---	---
23	n-Decane	---	---	---
24	n-C11	---	---	---
25	n-C12	---	---	---
26	H2O	---	---	---
27	DEGlycol	---	---	---
28	UNIT OPERATIONS			
29				
30	FEED TO	PRODUCT FROM		LOGICAL CONNECTION
31		Heat Exchanger: E-100		
32				
33	UTILITIES			
34	(No utilities reference this stream)			
35				
36	DYNAMICS			
37	Pressure Specification (Inactive)	6452 kPa		
38	Flow Specification (Inactive)	Molar: 5177 kgmole/h	Mass: 9.842e+004 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 291.6 m3/h
39				
40	User Variables			
41				
42	NOTES			
43				
44	Description			
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				
61				
62				
63				
64				
65				
66				
67				
68				
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)	


Annexe 17

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC		
2			Unit Set: SI		
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:16:21 2008		
4					
5			Fluid Package: Basis-1		
6			Property Package: Peng-Robinson		
7	Material Stream: LiqD				
8					
9	CONDITIONS				
10		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
11	Vapour / Phase Fraction	0.3135	0.3135	0.5579	0.1286
12	Temperature: (C)	-18.59	-18.59	-18.59	-18.59
13	Pressure: (kPa)	3118	3118	3118	3118
14	Molar Flow (kgmole/h)	125.7	39.42	70.15	16.17
15	Mass Flow (kg/h)	5765	748.6	3729	1287
16	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	10.26	2.270	6.834	1.160
17	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.740e+005	-7.873e+004	-1.459e+005	-5.281e+005
18	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	102.4	151.1	93.89	20.59
19	Heat Flow (kJ/h)	-2.187e+007	-3.103e+006	-1.023e+007	-8.540e+006
20	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	10.16 *	---	6.696	1.156
21					
22	PROPERTIES				
23		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
24	Molecular Weight	45.85	18.99	53.17	79.60
25	Molar Density (kgmole/m3)	4.183	1.736	11.29	14.29
26	Mass Density (kg/m3)	191.8	32.96	600.1	1138
27	Act. Volume Flow (m3/h)	30.06	22.71	6.215	1.131
28	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3794	-4145	-2744	-6634
29	Mass Entropy (kJ/kg-C)	2.233	7.958	1.766	0.2586
30	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	103.8	44.72	116.6	192.7
31	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.265	2.355	2.193	2.421
32	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	1.831e+006	8.920e+005	2.432e+006	1.507e+006
33	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	3.992e+004	4.697e+004	4.575e+004	1.894e+004
34	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.2212	0.2212	0.6658	0.1130
35	Phase Fraction [Mass Basis]	0.1298	0.1298	0.6469	0.2233
36	Partial Pressure of CO2 (kPa)	9.121	---	---	---
37	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	22.71	---	---
39	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	12.25	17.37	10.27	13.94
40	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	103.8	44.72	116.6	192.7
41	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	2973	932.0	1659	382.4
42	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	561.7	329.8	545.8	1110
43	Act. Liq. Flow (m3/s)	2.041e-003	---	1.726e-003	3.143e-004
44	Z Factor	---	0.8488	0.1305	0.1031
45	Watson K	13.46	18.39	14.04	8.705
46	User Property	---	---	---	---
47	Cp/(Cp - R)	1.087	1.228	1.077	1.045
48	Cp/Cv	1.058	1.523	1.077	1.045
49	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	5.276e+004	5.276e+004	5.276e+004	5.276e+004
50	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.3229	0.3708	211.1
51	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	567.3	---	557.0	1113
52	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	10.16	---	6.696	1.156
53	Liquid Fraction	0.6865	0.0000	1.000	1.000
54	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2390	0.5762	8.860e-002	6.996e-002
55	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	1151	---	---	---
56	Phase Fraction [Molar Basis]	0.3135	0.3135	0.5579	0.1286
57	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	12.63	52.50
58	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	2.882e-002	0.1056	0.1495
59	Viscosity (cP)	---	1.064e-002	0.2225	239.4
60	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	95.53	36.41	108.3	184.4
61	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.083	1.917	2.036	2.316
62	Cv (kJ/kgmole-C)	98.10	29.37	108.3	184.4
63	Mass Cv (kJ/kg-C)	2.140	1.547	2.036	2.317
64	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	29.37	---	---
65	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.547	---	---
66	Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.523	---	---
67	Reid VP at 37.8 C (kPa)	4291	---	2095	---
68					
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 4


Annexe 18

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC				
2			Unit Set: SI				
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:16:21 2008				
4							
5	Material Stream: LiqD (continued)		Fluid Package: Basis-1				
6			Property Package: Peng-Robinson				
7	PROPERTIES						
8			Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase	
9	True VP at 37.8 C (kPa)		1.135e+004	---	5313	1697	
10	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		7.852	0.0000	6.696	1.156	
11	COMPOSITION						
12	Overall Phase				Vapour Fraction 0.3135		
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14	Nitrogen	1.1776	0.0094	32.9885	0.0057	0.0409	0.0040
15	CO2	0.2682	0.0021	11.8045	0.0020	0.0143	0.0014
16	Methane	46.4777	0.3696	745.6370	0.1293	2.4905	0.2427
17	Ethane	15.9448	0.1268	479.4596	0.0832	1.3480	0.1313
18	Propane	12.0825	0.0961	532.8024	0.0924	1.0516	0.1025
19	i-Butane	3.6950	0.0294	214.7673	0.0373	0.3822	0.0372
20	n-Butane	7.6023	0.0605	441.8763	0.0766	0.7576	0.0738
21	i-Pentane	3.0782	0.0245	222.0966	0.0385	0.3562	0.0347
22	n-Pentane	4.6523	0.0370	335.6674	0.0582	0.5330	0.0519
23	n-Hexane	6.1290	0.0487	528.1862	0.0916	0.7971	0.0777
24	n-Heptane	4.5301	0.0360	453.9349	0.0787	0.6609	0.0644
25	n-Octane	2.8136	0.0224	321.4005	0.0557	0.4556	0.0444
26	n-Nonane	0.7484	0.0060	95.9907	0.0166	0.1333	0.0130
27	n-Decane	0.2055	0.0016	29.2456	0.0051	0.0399	0.0039
28	n-C11	0.1565	0.0012	24.4635	0.0042	0.0329	0.0032
29	n-C12	0.0525	0.0004	8.9407	0.0016	0.0119	0.0012
30	H2O	4.8218	0.0383	86.8650	0.0151	0.0870	0.0085
31	DEGlycol	11.2998	0.0899	1199.1608	0.2080	1.0700	0.1043
32	Total	125.7359	1.0000	5765.2874	1.0000	10.2631	1.0000
33	Vapour Phase				Phase Fraction 0.3135		
34	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
35	Nitrogen	1.0562	0.0268	29.5875	0.0395	0.0367	0.0162
36	CO2	0.1153	0.0029	5.0745	0.0068	0.0061	0.0027
37	Methane	32.8019	0.8322	526.2377	0.7030	1.7577	0.7744
38	Ethane	4.1476	0.1052	124.7185	0.1666	0.3506	0.1545
39	Propane	0.9575	0.0243	42.2210	0.0564	0.0833	0.0367
40	i-Butane	0.1145	0.0029	6.6530	0.0089	0.0118	0.0052
41	n-Butane	0.1596	0.0040	9.2742	0.0124	0.0159	0.0070
42	i-Pentane	0.0248	0.0006	1.7863	0.0024	0.0029	0.0013
43	n-Pentane	0.0264	0.0007	1.9073	0.0025	0.0030	0.0013
44	n-Hexane	0.0098	0.0002	0.8485	0.0011	0.0013	0.0006
45	n-Heptane	0.0022	0.0001	0.2158	0.0003	0.0003	0.0001
46	n-Octane	0.0004	0.0000	0.0455	0.0001	0.0001	0.0000
47	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0043	0.0000	0.0000	0.0000
48	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0004	0.0000	0.0000	0.0000
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
51	H2O	0.0003	0.0000	0.0051	0.0000	0.0000	0.0000
52	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
53	Total	39.4164	1.0000	748.5798	1.0000	2.2698	1.0000
54	Liquid Phase				Phase Fraction 0.5579		
55	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
56	Nitrogen	0.1192	0.0017	3.3398	0.0009	0.0041	0.0006
57	CO2	0.1382	0.0020	6.0814	0.0016	0.0074	0.0011
58	Methane	13.6427	0.1945	218.8683	0.0587	0.7310	0.1070
59	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)			Page 2 of 4	


Annexe 19

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC		
2				Unit Set: SI		
3				Date/Time: Mon Jan 14 11:16:21 2008		
4						
5				Fluid Package: Basis-1		
6	Material Stream: LiqD (continued)			Property Package: Peng-Robinson		
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
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						
64						
65						
66						
67						
68						
69						


Annexe 20

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\3 ECHANGEURS..HSC			
2			Unit Set: SI			
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:16:21 2008			
4						
5	Material Stream: LiqD (continued)		Fluid Package: Basis-1			
6			Property Package: Peng-Robinson			
7	K VALUE					
8						
9						
10	K VALUE					
11	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY		
12	n-Nonane	9.843e-005	7.999e-005	---		
13	n-Decane	3.261e-005	2.650e-005	---		
14	n-C11	1.020e-005	8.290e-006	---		
15	n-C12	3.940e-006	3.202e-006	---		
16	H2O	1.277e-004	1.397	2.393e-005		
17	DEGlycol	2.591e-008	1.348e-002	4.854e-009		
18	UNIT OPERATIONS					
19						
20	FEED TO	PRODUCT FROM		LOGICAL CONNECTION		
21		Heat Exchanger: E-103				
22	UTILITIES					
23	(No utilities reference this stream)					
24						
25	DYNAMICS					
26						
27	Pressure Specification	(Inactive)	3118 kPa			
28	Flow Specification	(Inactive)	Molar: 125.7 kgmole/h	Mass: 5765 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 10.26 m3/h	
29	User Variables					
30						
31	NOTES					
32						
33						
34	Description					
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						
64						
65						
66						
67						
68						
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 4 of 4	


Annexe 21

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC	
2			Unit Set: SI	
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:25:59 2008	
4				
5				
6	Material Stream: Gaz de vente		Fluid Package: Basis-1	
7			Property Package: Peng-Robinson	
8				
9	CONDITIONS			
10				
11		Overall	Vapour Phase	
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	49.27	49.27	
14	Pressure: (kPa)	6688	6688	
15	Molar Flow (kgmole/h)	5146	5146	
16	Mass Flow (kg/h)	9.724e+004	9.724e+004	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	289.1	289.1	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.393e+004	-7.393e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	152.4	152.4	
20	Heat Flow (kJ/h)	-3.804e+008	-3.804e+008	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---	
22	PROPERTIES			
23				
24		Overall	Vapour Phase	
25	Molecular Weight	18.90	18.90	
26	Molar Density (kgmole/m3)	2.837	2.837	
27	Mass Density (kg/m3)	53.62	53.62	
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1814	1814	
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3912	-3912	
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	8.066	8.066	
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	47.55	47.55	
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.516	2.516	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.537e+005	8.537e+005	
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.517e+004	4.517e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	14.39	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	1814	
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.80	17.80	
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	47.55	47.55	
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	1.217e+005	1.217e+005	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	336.4	336.4	
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---	
45	Z Factor	0.8794	0.8794	
46	Watson K	17.88	17.88	
47	User Property	---	---	
48	Cp/(Cp - R)	1.212	1.212	
49	Cp/Cv	1.477	1.477	
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	5198	5198	
51	Kinematic Viscosity (cSt)	0.2607	0.2607	
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---	
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---	
54	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3525	0.3525	
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	275.0	---	
57	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.064e-002	4.064e-002	
60	Viscosity (cP)	1.398e-002	1.398e-002	
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	39.24	39.24	
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.076	2.076	
63	Cv (kJ/kgmole-C)	32.20	32.20	
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.704	1.704	
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	25.82	25.82	
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.366	1.366	
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.842	1.842	
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 3


Annexe 22

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC			
2			Unit Set: SI			
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:25:59 2008			
4						
5						
6	Material Stream: Gaz de vente (continued)			Fluid Package: Basis-1		
7				Property Package: Peng-Robinson		
8						
9	PROPERTIES					
10						
11		Overall	Vapour Phase			
12	True VP at 37.8 C (kPa)	---	---			
13	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	0.0000	0.0000			
14	Higher Heating Value(Gas) (MJ/m3)	40.05	40.05			
15	Water Content In Mg/m3[Gas]	3.808	3.808			
16	HC Dew Point[Gas] (C)	-13.93	-13.93			
17	Mass Density (Std. Cond)[Gas] (kg/m3)	0.8013	0.8013			
18						
19	COMPOSITION					
20						
21	Overall Phase			Vapour Fraction 1.0000		
22	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
23						LIQUID VOLUME FRACTION
24	Nitrogen	275.0967	0.0535	7706.2838	0.0792	9.5567
25	CO2	11.0733	0.0022	487.3316	0.0050	0.5905
26	Methane	4308.4635	0.8373	69120.2493	0.7108	230.8672
27	Ethane	386.0999	0.0750	11609.9868	0.1194	32.6414
28	Propane	109.0279	0.0212	4807.8028	0.0494	9.4889
29	i-Butane	16.5421	0.0032	961.4917	0.0099	1.7109
30	n-Butane	24.9592	0.0049	1450.7310	0.0149	2.4874
31	i-Pentane	4.9085	0.0010	354.1502	0.0036	0.5681
32	n-Pentane	5.5946	0.0011	403.6564	0.0042	0.6410
33	n-Hexane	2.7403	0.0005	236.1493	0.0024	0.3564
34	n-Heptane	0.7958	0.0002	79.7436	0.0008	0.1161
35	n-Octane	0.2013	0.0000	22.9926	0.0002	0.0326
36	n-Nonane	0.0233	0.0000	2.9876	0.0000	0.0041
37	n-Decane	0.0029	0.0000	0.4159	0.0000	0.0006
38	n-C11	0.0010	0.0000	0.1536	0.0000	0.0002
39	n-C12	0.0002	0.0000	0.0292	0.0000	0.0000
40	H2O	0.0257	0.0000	0.4633	0.0000	0.0005
41	DEGlycol	0.0001	0.0000	0.0094	0.0000	0.0000
42	Total	5145.5562	1.0000	97244.6284	1.0000	289.0625
43						
44	Vapour Phase			Phase Fraction 1.000		
45	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
46						LIQUID VOLUME FRACTION
47	Nitrogen	275.0967	0.0535	7706.2838	0.0792	9.5567
48	CO2	11.0733	0.0022	487.3316	0.0050	0.5905
49	Methane	4308.4635	0.8373	69120.2493	0.7108	230.8672
50	Ethane	386.0999	0.0750	11609.9868	0.1194	32.6414
51	Propane	109.0279	0.0212	4807.8028	0.0494	9.4889
52	i-Butane	16.5421	0.0032	961.4917	0.0099	1.7109
53	n-Butane	24.9592	0.0049	1450.7310	0.0149	2.4874
54	i-Pentane	4.9085	0.0010	354.1502	0.0036	0.5681
55	n-Pentane	5.5946	0.0011	403.6564	0.0042	0.6410
56	n-Hexane	2.7403	0.0005	236.1493	0.0024	0.3564
57	n-Heptane	0.7958	0.0002	79.7436	0.0008	0.1161
58	n-Octane	0.2013	0.0000	22.9926	0.0002	0.0326
59	n-Nonane	0.0233	0.0000	2.9876	0.0000	0.0041
60	n-Decane	0.0029	0.0000	0.4159	0.0000	0.0006
61	n-C11	0.0010	0.0000	0.1536	0.0000	0.0002
62	n-C12	0.0002	0.0000	0.0292	0.0000	0.0000
63	H2O	0.0257	0.0000	0.4633	0.0000	0.0005
64	DEGlycol	0.0001	0.0000	0.0094	0.0000	0.0000
65	Total	5145.5562	1.0000	97244.6284	1.0000	289.0625
66						
67						
68						
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 2 of 3	


Annexe 23

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\I4 ECHANGEURS.HSC	
2		TEAM LND	Unit Set: SI	
3		Calgary, Alberta	Date/Time: Mon Jan 14 11:25:59 2008	
4		CANADA		
5			Fluid Package: Basis-1	
6	Material Stream: Gaz de vente (continued)		Property Package: Peng-Robinson	
7				
8	K VALUE			
9				
10	K VALUE			
11	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
12	Nitrogen	---	---	---
13	CO2	---	---	---
14	Methane	---	---	---
15	Ethane	---	---	---
16	Propane	---	---	---
17	i-Butane	---	---	---
18	n-Butane	---	---	---
19	i-Pentane	---	---	---
20	n-Pentane	---	---	---
21	n-Hexane	---	---	---
22	n-Heptane	---	---	---
23	n-Octane	---	---	---
24	n-Nonane	---	---	---
25	n-Decane	---	---	---
26	n-C11	---	---	---
27	n-C12	---	---	---
28	H2O	---	---	---
29	DEGlycol	---	---	---
30	UNIT OPERATIONS			
31				
32	FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	
33		Heat Exchanger:	E-105	
34	UTILITIES			
35	(No utilities reference this stream)			
36				
37	DYNAMICS			
38				
39	Pressure Specification	(Inactive)	6688 kPa	
40	Flow Specification	(Inactive)	Molar: 5146 kgmole/h	Mass: 9.724e+004 kg/h
41			Std Ideal Liq Volume: 289.1 m3/h	
42	User Variables			
43				
44	NOTES			
45				
46	Description			
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				
61				
62				
63				
64				
65				
66				
67				
68				
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 3 of 3


Annexe 24

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC	
2			Unit Set: SI	
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:26:42 2008	
4				
5			Fluid Package: Basis-1	
6			Property Package: Peng-Robinson	
7	Material Stream: Gaz brut			
8				
9	CONDITIONS			
10		Overall	Vapour Phase	
11				
12	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000	
13	Temperature: (C)	54.00 *	54.00	
14	Pressure: (kPa)	9905 *	9905	
15	Molar Flow (kgmole/h)	5287 *	5287	
16	Mass Flow (kg/h)	1.029e+005	1.029e+005	
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	300.7	300.7	
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-7.516e+004	-7.516e+004	
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	148.7	148.7	
20	Heat Flow (kJ/h)	-3.974e+008	-3.974e+008	
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	---	---	
22	PROPERTIES			
23		Overall	Vapour Phase	
24				
25	Molecular Weight	19.46	19.46	
26	Molar Density (kgmole/m3)	4.340	4.340	
27	Mass Density (kg/m3)	84.48	84.48	
28	Act. Volume Flow (m3/h)	1218	1218	
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3862	-3862	
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	7.641	7.641	
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	53.26	53.26	
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.736	2.736	
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	8.802e+005	8.802e+005	
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.522e+004	4.522e+004	
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	---	1.000	
36	Phase Fraction [Mass Basis]	4.941e-324	1.000	
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	21.40	---	
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	1218	
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	17.58	17.58	
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	53.26	53.26	
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	1.250e+005	1.250e+005	
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	342.2	342.2	
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	---	---	
45	Z Factor	0.8390	0.8390	
46	Watson K	17.69	17.69	
47	User Property	---	---	
48	Cp/(Cp - R)	1.185	1.185	
49	Cp/Cv	1.573	1.573	
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	---	---	
51	Kinematic Viscosity (cSt)	0.1829	0.1829	
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	---	---	
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	---	---	
54	Liquid Fraction	0.0000	0.0000	
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.2304	0.2304	
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	---	---	
57	Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	4.462e-002	4.462e-002	
60	Viscosity (cP)	1.545e-002	1.545e-002	
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	44.95	44.95	
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.309	2.309	
63	Cv (kJ/kgmole-C)	33.86	33.86	
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	1.740	1.740	
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	33.86	33.86	
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	1.740	1.740	
67	Cp/Cv (Ent. Method)	1.573	1.573	
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	---	---	
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)	


Annexe 25

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC			
2	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA		Unit Set: SI			
3			Date/Time: Mon Jan 14 11:26:42 2008			
4						
5			Fluid Package: Basis-1			
6	Material Stream: Gaz brut (continued)		Property Package: Peng-Robinson			
7						
8	PROPERTIES					
9						
10			Overall	Vapour Phase		
11	True VP at 37.8 C (kPa)		---	---		
12	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)		0.0000	0.0000		
13						
14	COMPOSITION					
15						
16	Overall Phase					
17						Vapour Fraction 1.0000
18	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
19						LIQUID VOLUME FRACTION
20	Nitrogen	276.5225 *	0.0523 *	7746.2257 *	0.0753 *	9.6062 *
21	CO2	11.4204 *	0.0022 *	502.6099 *	0.0049 *	0.6090 *
22	Methane	4367.2583 *	0.8261 *	70063.4881 *	0.6809 *	234.0177 *
23	Ethane	407.6460 *	0.0771 *	12257.8753 *	0.1191 *	34.4629 *
24	Propane	125.8363 *	0.0238 *	5549.0014 *	0.0539 *	10.9517 *
25	i-Butane	21.6777 *	0.0041 *	1259.9931 *	0.0122 *	2.2421 *
26	n-Butane	35.4245 *	0.0067 *	2059.0132 *	0.0200 *	3.5304 *
27	i-Pentane	8.9883 *	0.0017 *	648.5151 *	0.0063 *	1.0402 *
28	n-Pentane	11.6319 *	0.0022 *	839.2549 *	0.0082 *	1.3327 *
29	n-Hexane	10.0458 *	0.0019 *	865.7218 *	0.0084 *	1.3064 *
30	n-Heptane	5.8160 *	0.0011 *	582.7884 *	0.0057 *	0.8485 *
31	n-Octane	3.1723 *	0.0006 *	362.3830 *	0.0035 *	0.5137 *
32	n-Nonane	0.7931 *	0.0002 *	101.7204 *	0.0010 *	0.1412 *
33	n-Decane	0.2115 *	0.0000 *	30.0918 *	0.0003 *	0.0411 *
34	n-C11	0.1586 *	0.0000 *	24.7939 *	0.0002 *	0.0334 *
35	n-C12	0.0529 *	0.0000 *	9.0062 *	0.0001 *	0.0120 *
36	H2O	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *
37	DEGlycol	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *	0.0000 *
38	Total	5286.6560	1.0000	102902.4822	1.0000	300.6894
39						
40	Vapour Phase					
41						Phase Fraction 1.000
42	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)
43						LIQUID VOLUME FRACTION
44	Nitrogen	276.5225	0.0523	7746.2257	0.0753	9.6062
45	CO2	11.4204	0.0022	502.6099	0.0049	0.6090
46	Methane	4367.2583	0.8261	70063.4881	0.6809	234.0177
47	Ethane	407.6460	0.0771	12257.8753	0.1191	34.4629
48	Propane	125.8363	0.0238	5549.0014	0.0539	10.9517
49	i-Butane	21.6777	0.0041	1259.9931	0.0122	2.2421
50	n-Butane	35.4245	0.0067	2059.0132	0.0200	3.5304
51	i-Pentane	8.9883	0.0017	648.5151	0.0063	1.0402
52	n-Pentane	11.6319	0.0022	839.2549	0.0082	1.3327
53	n-Hexane	10.0458	0.0019	865.7218	0.0084	1.3064
54	n-Heptane	5.8160	0.0011	582.7884	0.0057	0.8485
55	n-Octane	3.1723	0.0006	362.3830	0.0035	0.5137
56	n-Nonane	0.7931	0.0002	101.7204	0.0010	0.1412
57	n-Decane	0.2115	0.0000	30.0918	0.0003	0.0411
58	n-C11	0.1586	0.0000	24.7939	0.0002	0.0334
59	n-C12	0.0529	0.0000	9.0062	0.0001	0.0120
60	H2O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
61	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
62	Total	5286.6560	1.0000	102902.4822	1.0000	300.6894
63						
64	K VALUE					
65	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY
66	Nitrogen	---		---		---
67	CO2	---		---		---
68	Methane	---		---		---
69	Ethane	---		---		---
70	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)			Page 2 of 3


Annexe 26

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\I4 ECHANGEURS.HSC	
2		TEAM LND		Unit Set: SI
3		Calgary, Alberta		Date/Time: Mon Jan 14 11:26:42 2008
4		CANADA		
5				
6	Material Stream: Gaz brut (continued)			Fluid Package: Basis-1
7				Property Package: Peng-Robinson
8				
9	K VALUE			
10				
11	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
12	Propane	---	---	---
13	i-Butane	---	---	---
14	n-Butane	---	---	---
15	i-Pentane	---	---	---
16	n-Pentane	---	---	---
17	n-Hexane	---	---	---
18	n-Heptane	---	---	---
19	n-Octane	---	---	---
20	n-Nonane	---	---	---
21	n-Decane	---	---	---
22	n-C11	---	---	---
23	n-C12	---	---	---
24	H2O	---	---	---
25	DEGlycol	---	---	---
26				
27	UNIT OPERATIONS			
28	FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	
29	Mixer: MIX-100			
30				
31	UTILITIES			
32	(No utilities reference this stream)			
33				
34	DYNAMICS			
35	Pressure Specification (Active):	9905 kPa *		
36	Flow Specification (Active):	Molar: 5287 kgmole/h *	Mass: 1.029e+005 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 300.7 m3/h
37	User Variables			
38				
39	NOTES			
40				
41				
42	Description			
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				
61				
62				
63				
64				
65				
66				
67				
68				
69	Hyprotech Ltd.	HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 3 of 3


Annexe 27

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP4 ECHANGEURS.HSC		
2		TEAM LND	Unit Set: SI		
3		Calgary, Alberta	Date/Time: Mon Jan 14 11:28:44 2008		
4		CANADA			
5					
6	Material Stream: LiqD		Fluid Package: Basis-1		
7			Property Package: Peng-Robinson		
8					
9	CONDITIONS				
10					
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
12	Vapour / Phase Fraction	0.3480	0.3480	0.5491	0.1028
13	Temperature: (C)	-21.00 *	-21.00	-21.00	-21.00
14	Pressure: (kPa)	2521	2521	2521	2521
15	Molar Flow (kgmole/h)	157.3	54.73	86.35	16.17
16	Mass Flow (kg/h)	6945	1054	4604	1287
17	Std Ideal Liq Vol Flow (m3/h)	12.78	3.183	8.442	1.160
18	Molar Enthalpy (kJ/kgmole)	-1.622e+005	-7.918e+004	-1.463e+005	-5.286e+005
19	Molar Entropy (kJ/kgmole-C)	105.3	153.3	90.98	19.44
20	Heat Flow (kJ/h)	-2.551e+007	-4.334e+006	-1.263e+007	-8.550e+006
21	Liq Vol Flow @Std Cond (m3/h)	12.82 *	---	8.241	1.156
22					
23	PROPERTIES				
24		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
25	Molecular Weight	44.16	19.25	53.31	79.59
26	Molar Density (kgmole/m3)	3.253	1.383	11.33	14.31
27	Mass Density (kg/m3)	143.7	26.62	604.0	1139
28	Act. Volume Flow (m3/h)	48.34	39.59	7.622	1.130
29	Mass Enthalpy (kJ/kg)	-3674	-4113	-2743	-6642
30	Mass Entropy (kJ/kg-C)	2.385	7.964	1.707	0.2442
31	Heat Capacity (kJ/kgmole-C)	98.56	43.43	115.9	192.6
32	Mass Heat Capacity (kJ/kg-C)	2.232	2.256	2.174	2.420
33	Lower Heating Value (kJ/kgmole)	1.810e+006	9.068e+005	2.440e+006	1.507e+006
34	Mass Lower Heating Value (kJ/kg)	4.100e+004	4.710e+004	4.577e+004	1.893e+004
35	Phase Fraction [Vol. Basis]	0.2490	0.2490	0.6603	9.070e-002
36	Phase Fraction [Mass Basis]	0.1517	0.1517	0.6629	0.1854
37	Partial Pressure of CO2 (kPa)	7.911	---	---	---
38	Cost Based on Flow (Cost/s)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
39	Act. Gas Flow (ACT_m3/h)	---	39.59	---	---
40	Avg. Liq. Density (kgmole/m3)	12.30	17.19	10.23	13.95
41	Specific Heat (kJ/kgmole-C)	98.56	43.43	115.9	192.6
42	Std. Gas Flow (STD_m3/h)	3718	1294	2042	382.4
43	Std. Ideal Liq. Mass Density (kg/m3)	543.2	331.0	545.3	1110
44	Act. Liq. Flow (m3/s)	2.431e-003	---	2.117e-003	3.139e-004
45	Z Factor	---	0.8696	0.1061	8.402e-002
46	Watson K	13.76	18.40	14.07	8.704
47	User Property	---	---	---	---
48	Cp/(Cp - R)	1.092	1.237	1.077	1.045
49	Cp/Cv	1.059	1.474	1.077	1.042
50	Heat of Vap. (kJ/kgmole)	4.958e+004	4.958e+004	4.958e+004	4.958e+004
51	Kinematic Viscosity (cSt)	---	0.3873	0.3782	264.9
52	Liq. Mass Density (Std. Cond) (kg/m3)	541.7	---	558.6	1114
53	Liq. Vol. Flow (Std. Cond) (m3/h)	12.82	---	8.241	1.156
54	Liquid Fraction	0.6520	0.0000	1.000	1.000
55	Molar Volume (m3/kgmole)	0.3074	0.7233	8.827e-002	6.988e-002
56	Mass Heat of Vap. (kJ/kg)	1123	---	---	---
57	Phase Fraction [Molar Basis]	0.3480	0.3480	0.5491	0.1028
58	Surface Tension (dyne/cm)	---	---	13.15	52.73
59	Thermal Conductivity (W/m-K)	---	2.754e-002	0.1076	0.1479
60	Viscosity (cP)	---	1.031e-002	0.2284	300.6
61	Cv (Semi-Ideal) (kJ/kgmole-C)	90.25	35.11	107.6	184.3
62	Mass Cv (Semi-Ideal) (kJ/kg-C)	2.044	1.824	2.018	2.315
63	Cv (kJ/kgmole-C)	93.03	29.47	107.6	184.8
64	Mass Cv (kJ/kg-C)	2.107	1.531	2.018	2.322
65	Cv (Ent. Method) (kJ/kgmole-C)	---	29.47	---	---
66	Mass Cv (Ent. Method) (kJ/kg-C)	---	1.531	---	---
67	Cp/Cv (Ent. Method)	---	1.474	---	---
68	Reid VP at 37.8 C (kPa)	4307	---	1906	---
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)		Page 1 of 4


Annexe 28

1	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA				Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC		
2					Unit Set: SI		
3					Date/Time: Mon Jan 14 11:28:44 2008		
4							
5					Fluid Package: Basis-1		
6	Material Stream: LiqD (continued)				Property Package: Peng-Robinson		
7							
8							
9	PROPERTIES						
10							
11		Overall	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase		
12	True VP at 37.8 C (kPa)	1.096e+004	---	4559	1342		
13	Liq. Vol. Flow - Sum(Std. Cond) (m3/h)	9.397	0.0000	8.241	1.156		
14							
15	COMPOSITION						
16							
17	Overall Phase Vapour Fraction 0.3480						
18	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
19							
20	Nitrogen	1.4258	0.0091	39.9419	0.0058	0.0495	0.0039
21	CO2	0.3472	0.0022	15.2782	0.0022	0.0185	0.0014
22	Methane	58.7948	0.3739	943.2388	0.1358	3.1505	0.2464
23	Ethane	21.5461	0.1370	647.8885	0.0933	1.8215	0.1425
24	Propane	16.8084	0.1069	741.1985	0.1067	1.4629	0.1144
25	i-Butane	5.1356	0.0327	298.5014	0.0430	0.5312	0.0415
26	n-Butane	10.4652	0.0665	608.2822	0.0876	1.0430	0.0816
27	i-Pentane	4.0798	0.0259	294.3649	0.0424	0.4722	0.0369
28	n-Pentane	6.0373	0.0384	435.5984	0.0627	0.6917	0.0541
29	n-Hexane	7.3055	0.0465	629.5725	0.0907	0.9501	0.0743
30	n-Heptane	5.0202	0.0319	503.0448	0.0724	0.7324	0.0573
31	n-Octane	2.9711	0.0189	339.3904	0.0489	0.4811	0.0376
32	n-Nonane	0.7698	0.0049	98.7328	0.0142	0.1371	0.0107
33	n-Decane	0.2086	0.0013	29.6759	0.0043	0.0405	0.0032
34	n-C11	0.1576	0.0010	24.6403	0.0035	0.0332	0.0026
35	n-C12	0.0527	0.0003	8.9770	0.0013	0.0120	0.0009
36	H2O	4.8313	0.0307	87.0367	0.0125	0.0872	0.0068
37	DEGlycol	11.2999	0.0719	1199.1692	0.1727	1.0701	0.0837
38	Total	157.2569	1.0000	6944.5325	1.0000	12.7846	1.0000
39							
40	Vapour Phase Phase Fraction 0.3480						
41	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
42							
43	Nitrogen	1.3179	0.0241	36.9192	0.0350	0.0458	0.0144
44	CO2	0.1718	0.0031	7.5604	0.0072	0.0092	0.0029
45	Methane	44.7728	0.8180	718.2856	0.6817	2.3991	0.7536
46	Ethane	6.4708	0.1182	194.5759	0.1847	0.5470	0.1718
47	Propane	1.5069	0.0275	66.4512	0.0631	0.1312	0.0412
48	i-Butane	0.1733	0.0032	10.0705	0.0096	0.0179	0.0056
49	n-Butane	0.2355	0.0043	13.6895	0.0130	0.0235	0.0074
50	i-Pentane	0.0337	0.0006	2.4284	0.0023	0.0039	0.0012
51	n-Pentane	0.0346	0.0006	2.4996	0.0024	0.0040	0.0012
52	n-Hexane	0.0112	0.0002	0.9632	0.0009	0.0015	0.0005
53	n-Heptane	0.0021	0.0000	0.2150	0.0002	0.0003	0.0001
54	n-Octane	0.0004	0.0000	0.0408	0.0000	0.0001	0.0000
55	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0036	0.0000	0.0000	0.0000
56	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
57	n-C11	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
58	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
59	H2O	0.0004	0.0000	0.0066	0.0000	0.0000	0.0000
60	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
61	Total	54.7314	1.0000	1053.7099	1.0000	3.1834	1.0000
62							
63	Liquid Phase Phase Fraction 0.5491						
64	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
65							
66	Nitrogen	0.1063	0.0012	2.9782	0.0006	0.0037	0.0004
67	CO2	0.1610	0.0019	7.0860	0.0015	0.0086	0.0010
68	Methane	13.9958	0.1621	224.5327	0.0488	0.7500	0.0888

Annexe 29

1					Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC		
2	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA				Unit Set: SI		
3					Date/Time: Mon Jan 14 11:28:44 2008		
4							
5					Fluid Package: Basis-1		
6	Material Stream: LiqD (continued)				Property Package: Peng-Robinson		
7							
8	COMPOSITION						
9	Liquid Phase (continued)						
10						Phase Fraction	0.5491
11	Liquid Phase (continued)						
12						Phase Fraction	0.5491
13	COMPONENTS	MOLAR FLOW (kgmole/h)	MOLE FRACTION	MASS FLOW (kg/h)	MASS FRACTION	LIQUID VOLUME FLOW (m3/h)	LIQUID VOLUME FRACTION
14							
15	Ethane	15.0746	0.1746	453.2925	0.0985	1.2744	0.1510
16	Propane	15.3014	0.1772	674.7455	0.1466	1.3317	0.1578
17	i-Butane	4.9623	0.0575	288.4309	0.0627	0.5133	0.0608
18	n-Butane	10.2297	0.1185	594.5926	0.1292	1.0195	0.1208
19	i-Pentane	4.0462	0.0469	291.9365	0.0634	0.4683	0.0555
20	n-Pentane	6.0027	0.0695	433.0988	0.0941	0.6878	0.0815
21	n-Hexane	7.2943	0.0845	628.6093	0.1365	0.9486	0.1124
22	n-Heptane	5.0180	0.0581	502.8298	0.1092	0.7321	0.0867
23	n-Octane	2.9707	0.0344	339.3496	0.0737	0.4811	0.0570
24	n-Nonane	0.7698	0.0089	98.7292	0.0214	0.1371	0.0162
25	n-Decane	0.2086	0.0024	29.6755	0.0064	0.0405	0.0048
26	n-C11	0.1576	0.0018	24.6402	0.0054	0.0332	0.0039
27	n-C12	0.0527	0.0006	8.9770	0.0020	0.0120	0.0014
28	H2O	0.0004	0.0000	0.0066	0.0000	0.0000	0.0000
29	DEGlycol	0.0000	0.0000	0.0017	0.0000	0.0000	0.0000
30	Total	86.3521	1.0000	4603.5126	1.0000	8.4417	1.0000
31	Aqueous Phase						
32						Phase Fraction	0.1028
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	0.0016	0.0001	0.0445	0.0000	0.0001	0.0000
36	CO2	0.0144	0.0009	0.6318	0.0005	0.0008	0.0007
37	Methane	0.0262	0.0016	0.4206	0.0003	0.0014	0.0012
38	Ethane	0.0007	0.0000	0.0201	0.0000	0.0001	0.0000
39	Propane	0.0000	0.0000	0.0019	0.0000	0.0000	0.0000
40	i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
41	n-Butane	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
42	i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
43	n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
44	n-Hexane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
45	n-Heptane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	n-Octane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
47	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
48	n-Decane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
49	n-C11	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	n-C12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
51	H2O	4.8306	0.2987	87.0235	0.0676	0.0872	0.0752
52	DEGlycol	11.2999	0.6987	1199.1675	0.9315	1.0701	0.9228
53	Total	16.1734	1.0000	1287.3099	1.0000	1.1595	1.0000
54	K VALUE						
55							
56	COMPONENTS	MIXED		LIGHT		HEAVY	
57	Nitrogen	22.88		19.56		245.4	
58	CO2	1.835		1.683		3.536	
59	Methane	5.981		5.047		504.7	
60	Ethane	0.8041		0.6772		2866	
61	Propane	0.1845		0.1554		1.025e+004	
62	i-Butane	6.540e-002		5.509e-002		6.510e+004	
63	n-Butane	4.313e-002		3.632e-002		4.177e+004	
64	i-Pentane	1.558e-002		1.312e-002		3.046e+005	
65	n-Pentane	1.081e-002		9.106e-003		2.303e+005	
66	n-Hexane	2.870e-003		2.418e-003		1.543e+006	
67	n-Heptane	8.010e-004		6.746e-004		1.271e+007	
68	n-Octane	2.252e-004		1.897e-004		---	
69	Hyprotech Ltd.		HYSYS v3.2 (Build 5029)			Page 3 of 4	

Annexe 30

1			Case Name: C:\USERS\IT\DESKTOP\4 ECHANGEURS.HSC	
2	 TEAM LND Calgary, Alberta CANADA	Unit Set: SI		
3		Date/Time: Mon Jan 14 11:28:44 2008		
4				
5				
6	Material Stream: LiqD (continued)		Fluid Package: Basis-1	
7			Property Package: Peng-Robinson	
8	K VALUE			
9				
10	COMPONENTS	MIXED	LIGHT	HEAVY
11	n-Nonane	6.764e-005	5.697e-005	---
12	n-Decane	2.124e-005	1.789e-005	---
13	n-C11	6.280e-006	5.289e-006	---
14	n-C12	2.314e-006	1.949e-006	---
15	H2O	1.424e-004	1.586	2.247e-005
16	DEGlycol	2.008e-008	1.187e-002	3.168e-009
17	UNIT OPERATIONS			
18				
19	FEED TO	PRODUCT FROM	LOGICAL CONNECTION	
20		Heat Exchanger:	E-200	
21	UTILITIES			
22	(No utilities reference this stream)			
23	DYNAMICS			
24				
25	Pressure Specification (Inactive)	2521 kPa		
26	Flow Specification (Inactive)	Molar: 157.3 kgmole/h	Mass: 6945 kg/h	Std Ideal Liq Volume: 12.78 m3/h
27	User Variables			
28				
29	NOTES			
30				
31	Description			
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				

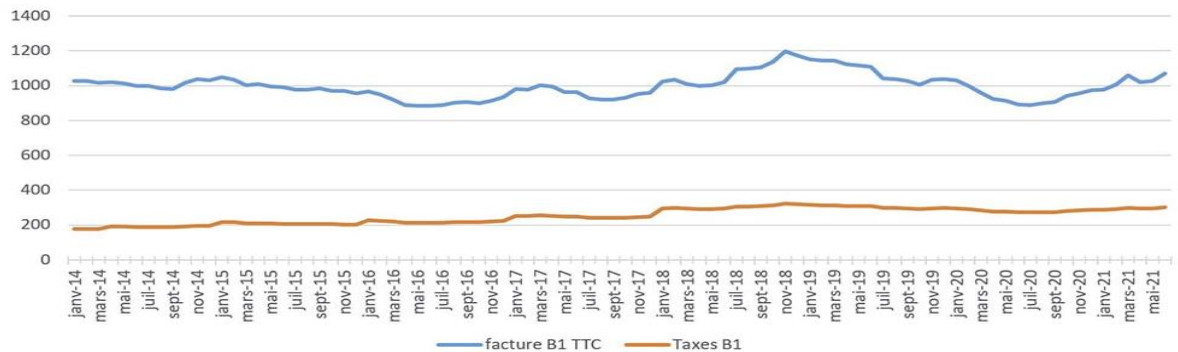
Remarque

La date sur les fichiers (de annexe 1 jusqu'à 30) n'est pas réel, on a été utilisé cette date (Janvier 2008) pour logiciel (ancien version) et puisque y fonctionne seulement sur cette date. La date réelle est : Lundi 24 mai 2021.

Annexe 31

Evolution des tarifs réglementés du gaz naturel, depuis le 1^{er} janvier 2014

(en €, TTC, pour une consommation annuelle de 14 000 kWh/an, niveau 2)



Les unités

$$1 \text{ mg/m}^3 = 1 \text{ ppm}$$

$$1 \text{ KWh} = 3.6 \text{ MJ}$$

$$1 \text{ bar} = 1 \text{ Kg/cm}^2 = 10^5 \text{ Pa}$$