REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Superieur et de la Recherche Scientifique
Université Dr. YAHIA FARES De MEDEA
Faculté des Sciences et de La Technologie
Département de Génie des Procédés et Environnement

Projet de fin d'étude

Pour l'obtention d'un diplôme de Master en Génie des Procédés

Option : Génie Chimique

Thème

OPTIMISATION DES PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU DEBUTANISEUR DE L'UNITE DE TRAITEMENT DU GPL ZCINA HASSI MESSAOUD

Soutenu le 15 /05/2018

Présenté par

HAMIDI Achour

LARDJOUM Messaoud

DEVANT LE JURY

Mr. SI MOUSSA Cherif	Président	MCA	Université de Médéa
Mme. CHEREFI Hakima	Examinatrice	MCA	Université de Médéa
Mme. FERHAT Samira	Promotrice	MCA	Université de Médéa
Mr.ALOUAOUI Ridha	Co promoteur	Dr	Université de Médéa

Année Universitaire : 2017/2018

REMERCIMENT

*Ce travail n'aurait pu se réaliser sans l'aide de [**Allah** le tout Puissant] qui nous a donné la volonté, la patience et surtout le courage de surmonter tous les problèmes afin de terminer ce travail, puis celle de toutes les personnes qui ont contribuées de prés et de loin.*

Nos sincères remerciements s'adressent à :

*- Notre promotrice Mme **FERHAT Samira** pour avoir accepté la charge d'encadrer ce travail et pour tous ses conseils et ses observations.*

- Nos remerciements s'adressent aux honorables membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'évaluer ce mémoire.

*- Nos sincères remerciements vont également à la société **SONATRACH** et tous les responsables, les tableautistes, les operateurs et les techniciens de l'unité **ZCINA** sans exception.*

- Nos remerciements s'adressent à tous les enseignants du département de génie des procédés de la faculté de la technologie de l'université de Médéa qui ont participé à notre formation.

Enfin, nos agréables remerciements aux personnes qui nous ont aidées de près ou de loin dans l'élaboration de ce travail.

**** Achour et Messaoud ****

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers, en particulier :

*A ma mère ma source de tendresse pour son soutien, sa patiente, sa présence à mes cotés et son inquiétude pour ma réussite *que Dieu te garde pour nous*;*

*A mon père, pour avoir toujours été présent pour moi et pour ses encouragements *que Dieu le protège* ;*

A mes très chères sœurs : Sabah, Souad, Hanane et Merieme ;

A ma chère femme CHENNOUFI Chahrazed.

A tous ceux qui m'ont aidé de prés ou de loin dans l'élaboration de ce modeste travail ;

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

***Achour ***

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers, en particulier :

*A ma mère ma source de tendresse pour son soutien, sa patiente, sa présence à mes cotés et son inquiétude pour ma réussite *que Dieu te garde pour nous*;*

*A mon père, pour avoir toujours été présent pour moi et pour ses encouragements *que Dieu le protège* ;*

A mes très chères frères et sœurs .

A mes très chères amies : Abdelkader ;Habib et Chaabane.

A tous mes camarades de travaille de l 'uninté ZCINA.

A tous ceux qui m'ont aidé de prés ou de loin dans l'élaboration de ce modeste travail ;

***Messaoud ***

Résumé

Dans ce travail, nous présentons une étude d'optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne débutaniseur au sein de l'unité de traitement des gaz associés GPL Zcina Hassi Messaoud, dont l'objectif est d'améliorer la production en condensat.

La réalisation de cette optimisation à été menée à l'aide du logiciel de simulation hysys 8.0 en utilisant le model thermodynamique Peng Robinson.

Mots Clés :

Condensat, GPL, traitement des gaz, colonne débutaniseur, logiciel de simulation hysys.

Abstract

In this work, we present a study to optimize the operating parameters of the debutanizer column in the GPL Zcina Hassi Messaoud associated gas treatment unit, whose objective is to improve condensate production.

The realization of this optimization was carried out using the hysys 8.0 simulation software using the Peng Robinson thermodynamic model.

Keywords :

Condensate, LPG, gas treatment, debutanizer column, hysys simulation software.

الملخص

في هذا العمل ، نقدم دراسة لتحسين معايير التشغيل لعمود إنتاج غاز البترول المميع في وحدة معالجة الغازات المرتبطة منطقة المركز الصناعي نايلي عبد الحليم بحاسي مسعود ، والتي تهدف إلى تحسين إنتاج المكثفات.

وقد تم تنفيذ هذا التحسين باستخدام برنامج المحاكاة هايسسيس 8.0 باستخدام نموذج بانك روبنسن للديناميكا الحرارية.

الكلمات المفتاحية

المكثفات ، غاز البترول المسال ، معالجة الغاز ، عمود إنتاج غاز البترول المميع ، برنا مج المحاكاة هايسيس.

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Consommation mondiale du gaz naturel……7

Figure I.2 : Répartition des réserves de gaz naturel en 2004……9

Figure I.3 : Situation géographique du champ HMD……..10

Figure II.1 : Représentation du butane et de propane……..13

Figure II.2 : Répartition de la production d'énergie……...18

Figure II.3 : Répartition de consommation d'énergie……..18

Figure III.1: Schéma du séparateur d'entrée……26

Figure III.2 : Schéma compression de gaz de charge……..29

Figure III.3 : Schéma déshydratation du gaz de charge……..31

Figure III.4 : Schéma section de refroidissement (turbo expander)……..34

Figure III.5 : Schéma section déethanisation……..36

Figure III.6 : Schéma section débutanisation…….38

Figure III.7 : Schéma section stockage, export et recyclage du GPL…….39

Figure III.8 : Schéma section stockage, export et recyclage du condensat…….41

Figure III.9 : Schéma général d'une colonne de rectification……43

Figure IV.1 : PFD de la simulation section débutanisation……45

Figure IV.2 : Gradient de température dans la colonne débutaniseur……...56

Figure IV.3 : Variation de TVR en fonction de température du plateau sensible..57

Figure IV.4: Influence du débit sur la température du 8ème plateau…….59

Figure IV.5: Taux d'engorgement dans la colonne débutaniseur……...61

Figure IV.6 : Schéma représentatif de l'expédition de l'isopentane……..63

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: La demande mondiale de gaz naturel par région……..8

Tableau II.1 : Composition molaire du GPL……13

Tableau II.2 : Caractéristiques principales du propane et butane…….14

Tableau II.3 : Comparaison des rejets d'un moteur GPL et d'un moteur diesel……18

Tableau II.4 : Bilan énergétique national 2013……21

Tableau III.1 : Composition de la charge d'alimentation……24

Tableau IV.1 : Charge d'alimentation de débutaniseur……46

Tableau IV.2 : Composition du GPL produit……...46

Tableau IV.3 : Débits molaire du GPL produit……...47

Tableau IV.4 : Paramètres du GPL produit……..47

Tableau IV.5 : Compositions du condensat stabilisé……48

Tableau IV.6 : Débits molaire du condensat stabilisé……..48

Tableau IV.7 : Paramètres du condensat stabilisé……...48

Tableau IV.8 : Compositions de l'isopentane soutiré……..49

Tableau IV.9: Débits molaire d'isopentane……49

Tableau IV.10: Paramètres d'isopentane soutiré……50

Tableau IV.11 : TVR du condensat stabilisé et isopentane soutiré……..50

Tableau IV.12 : Charge d'alimentation de débutanisuer……...51

Tableau IV.13 : Vérification du cas actuel tête de débutaniseur……..52

Tableau IV.14 : Vérification du cas actuel fond de débutaniseur…….53

Tableau IV.15 : Vérification du cas actuel pour le débit de débutanisuer……54

Tableau IV.16 **:** Influence de la température du plateau sensible sur le GPL……..55

Tableau IV.17**:** Influence de la température du plateau sensible sur le condensat……...56

Tableau IV.18 **:** Influence de la température sur le débit de soutirage…….57

Tableau IV.19 **:** Influence débit de soutirage sur le GPL……58

Tableau IV.20: Influence débit de soutirage sur le condensat……..59

Tableau IV.21: Paramètres de la colonne après optimisation……..60

Tableau IV.22: Paramètre de la colonne débutaniseur……64

LISTE DES ABREVIATIONS

APG : Gaz Associés du Pétrole.

BSW : Teneur en Sédiment et en Eau.

CIS : Centre Industriel Sud.

CINA : Centre Industriel Nord Naili Abdelhalim.

CFPA : Centre de Formation Professionnelle et de l'Apprentissage.

DCS : System de Control Commande.

GNL : Gaz Naturel Liquifié.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié.

HMD : Hassi Messaoud.

HP : Haute Pression.

LDHP : Ligne Directe Haute Pression.

NPSH: Net Positive Suction Head.

OM : Oued Mya.

PFD : Process Flow Diagram.

REPAL : Recherche et Exploitation de Pétrol en Algerie.

SN : Société Nationale.

TVR : Tension de Vapeur.

UTBS : Unité de Traitement de Brut Sud.

ZCINA : Zone du Centre Industriel Nord Naili Abdelhalim.

SOMMAIRE

REMERCIMENT

DEDICACES

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction générale……..1

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I.1 Généralités sur le gaz naturel……2

I.2 Les différents types de gaz……3

I.2.1 Gaz sec……...3

I.2.2 Gaz humide……3

I.2.3 Gaz a condensât……4

I.2.4 Gaz associé……4

I.3 Caractéristiques du gaz naturel……5

I.3.1 La masse volumique……5

I.3.2 Volume massique……5

I.3.3 La densité……5

I.3.4 Pouvoir calorifique……5

I.3.5 Composition chimique……6

I.4 La consommation de gaz naturel……...6

I.5 Demande actuelle de gaz naturel……...7

I.6 Le gaz naturel en Algérie……..8

I.7 Les réserves de gaz naturel……9

I.8 Présentation du champ Hassi Messaoud……..10

I.8.1 Situation géographique du champ Hassi Messaoud……10

I.8.2 Le Gisement de Hassi Messaoud……...11

I.8.3 Description des installations……11

Chapitre II: Généralités sur le GPL et le condensat

II.1 Généralités sur le GPL…….12
II.1.1 Définition du GPL……12
II.1.2 Les sources de GPL……..12
II.1.3 Composition et caractéristiques du GPL……..13
II.1.3.1 Composition du GPL…….13
II.1.3.2 Caractéristique principales du GPL……...13
II.1.3.2.1 Toxicité de GPL…….14
II.1.3.2.2 Gelures provoqués par le GPL……...14
II.1.4 Utilisation du GPL……..15
II.1.4.1 Le GPL carburant……15
II.1.4.2 Le GPL dans la pétrochimie……16
II.1.4.3 Le GPL dans la production d'électricité……..16
II.1.4.4 Le GPL dans les ménages…….16
II.1.4.5 Le GPL dans la climatisation……17
II.1.4.6 Le GPL dans l'agriculture……17
II.1.5 Avantages écologiques du GPL……17
II.1.6 GPL au niveau international…….18
II.2 Le condensât……19
II.2.1 Définition…….19
II.2.2 Caractéristiques du condensât……..19
II.2.3 Utilisation du condensât……20
II.2.3.1 Utilisation du condensât dans le raffinage……....20
II.2.3.2 Utilisation du condensât dans la pétrochimie……20
II.3 Le GPL et le condensat en Algérie……..21

Chapitre III : Description de l'usine Zcina

III.1 Présentation de l'usine GPL LDHP Zcina……..23

III.1.1 Capacité des installations…….24

III.2 Composition du gaz traité par l'usine ……24

III.3 Description du procédé de traitement ……..25

III.3.1 Unités des utilités……..25

III.3.2 Canalisation de gaz de charge depuis CINA……26

III.3.3 Séparation d'entrée……26

III.3.4 Compression du gaz de charge…….27

III.3.5 Déshydratation du gaz de charge…….29

III.3.6 Four de gaz de régénération – Régénération…….....31

III.3.7 Section de refroidissement du gaz et Section de dééthanisation……..…32

III.3.7.2 Section de dééthanisation……..35

III.3.8 Export du gaz résiduel……..37

III.3.9 Section de débutanisation……..37

III.3.10 Stockage, export et recyclage du GPL……39

III.3.11 Stockage, export et recyclage du condensat…….40

III.3.12 Import et Distribution du condensat M4 de CINA et éxpédition de l'isopentane……...41

III.4 Description de la colonne débutaniseur……42

III.4.1 Définition de la rectification…….42

III.4.2 Principe de la rectification……42

III.4.3 Description de la colonne de rectification……....42

Chapitre IV : Simulation et résultats

IV.1 Problématique……44

IV.1.1 Hypothèses de simulation……44

IV.1.2 Définition de simulation……..44

IV.1.3 Définition du logiciel HYSYS…….44

IV.2 Vérification du cas design……..45

IV.2.1 Simulation de la section débutaniseur G11-CB-32-01……45

IV.2.2 GPL produit…….46

IV.2.3 Condensat stabilisé……..48

IV.2.4 Isopentane soutiré à partir de plateau n^{0}8…….49

IV.2.5 Vérification du point de soutirage d'isopentane design…….50

Interprétation……..50

IV.3 Vérification de la simulation du cas actuel……51

IV.3.1 Spécifications de la charge d'entrée actuelle……...51

IV.3.2 Comparaison entre cas actuel et cas simulé…….52

IV.3.2.1 Tête débutanisuer (GPL)…….52

IV.3.2.2 Fond débutanisuer (Condensat)……53

IV.3.2.3 Soutirage au niveau huitième plateau (Isopentane)…….....54

Interprétation……54

IV.4 Optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne débutaniseur…….55

IV.4.1 Température du plateau sensible……...55

IV.4.1.1 Influence de la température du plateau sensible sur la production du GPL.....55

IV.4.1.2 Influence de la température du plateau sensible sur le condensat……56

IV.4.1.3 Influence de la température du plateau sensible sur l'isopentane…….57

IV.5 Influence du débit de soutirage de l'isopentane……..58

IV.6 Choix de l'optimum……60

IV.6.1 Vérification de la capacité d'évacuation de la ligne du condensat vers le bac….61

IV.6.2 Vérification de l'engorgement…….61

IV.6.3 Vérification du NPSH de la pompe d'isopentane……62

Calcul du NPSH disponible……64

Interprétation…….....64

Conclusion générale……65

Liste des références

Annexe

Introduction générale

Introduction générale

L'exploitation pétrolière en Algérie consiste principalement à maximiser les revenus en optimisant la récupération, et la valorisation de tous les dérivés qui connaissent une hausse des prix et une libre vente sur le marché international notamment le condensât et le GPL.

En effet, depuis une dizaine d'années, la société nationale SONATRACH a lancé un ambitieux programme de développement, en vue d'augmenter la contribution de ces produits dans les exportations globales d'hydrocarbures.

L'un des champs qui ont bénéficié de ce programme est le champ nord de Hassi Messaoud, et cela a été concrétisé par la construction d'une nouvelle unité GPL Zcina mis en fonction en 2013 pour améliorer la production en GPL et condensat à partir des gaz associés.

Cette unité utilise un procédé baptisé « HUDSON" basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques ensuite par une détente via "turbo-expander" suivi par un fractionnement dans trois colonnes de rectification appelées respectivement : absorbeur, dééthaniseur et débutaniseur.

Dans le cadre de notre projet de fin d'étude, nous avons effectué notre stage en vue de notre mise en situation professionnelle où il nous a été proposé l'étude d'optimisation des paramètres de la colonne débutaniseur dans le but d'améliorer la production totale de l'unité et cela sans affecter les spécifications technico-commerciales requises pour le GPL et le condensat.

CHAPITRE I

Généralités sur le gaz naturel

I.1Généralités sur le gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle 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 aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, et 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 % de méthane (CH4). Pendant longtemps le gaz naturel a été considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, et l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlantes à l'air libre la plus grande partie du gaz naturel produite en même temps que le pétrole.

La plus part des pays ont rapidement réagi contre un tel gaspillage d'énergie en interdisant de brûler ainsi le gaz à l'air libre et en imposant soit une réinjection de ce gaz dans ces formations pétrolières souterraines, soit l'utiliser directement comme source d'énergie.

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion le caractérisant, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

D'après le département américain de l'énergie, la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 23% en 1999 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a deux siècles. **[1]**

I.2 Les différents types de gaz

On distingue quatre types:

- ✓ Gaz sec.
- ✓ Gaz humide.
- ✓ Gaz a condensât.
- ✓ Gaz associé.

I.2.1 Gaz sec

Un gaz sec ne forme pas une phase liquide dans les conditions de production c'est-à dire que les points représentants les conditions dans les réservoirs et en surface se trouvent tous les deux en dehors du domaine biphasique.

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide, ceci reste vrai lorsque la pression dans le réservoir décroît avec le temps. Pendant l'exploitation du gisement, cette situation implique un domaine biphasique relativement étroit.

Le gaz doit être concentré en méthane et contenir peu d'hydrocarbures plus lourds que lui. **[2]**

I.2.2 Gaz humide

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

Dans le cas de gaz humide la température du réservoir est supérieure à la température de cri condensation (désigne le point de l'enveloppe du domaine courbe de bulle ; courbe de rosé qui correspond à la température maximale d'un équilibre bi phasique) et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone bi phasique et il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production. Par contre il se forme une phase liquide en surface, le point de coordonnées (Ts, Ps) qui représente les conditions de surface étant situé dans le domaine liquide-vapeur.

Si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours du temps, un tel gaz est normalement moins concentré en méthane qu'un gaz sec. **[2]**

I.2.3 Gaz a condensât

Dans le cas d'un gaz à condensât, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde, la température Tg du réservoir est comprise entre la température critique (point de croisement entre la courbe de bulle et la courbe de rosée) et la température cricondentherme. Tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde. Lors de la production, la décompression du gaz à la température conduit à la formation, par condensation rétrograde, d'une phase liquide qui se dépose dans la roche réservoir.

Dans la majorité des cas la pression de rosée rétrograde et la mise en production mène très vite à une condensation d'hydrocarbures. La phase condensée s'enrichit en constituants lourds. **[2]**

I.2.4 Gaz associé

Le gaz associé coexiste dans la roche réservoir avec un gisement de pétrole. Il peut être sous forme de gaz dissous dans l'huile ou forme de gaz de couverture (gaz cap) situé au-dessus de réserve de pétrole (huile).

En examinant le diagramme de phase du système formé par l'huile et le gaz associé présent dans le réservoir, le point qui représente les conditions du réservoir se trouve alors dans le domaine bi phasique. Le mélange se compose en effet d'une phase liquide (huile) et d'une phase gazeuse.

Lorsque l'huile est produite. La pression diminue et une partie du gaz dissous est libérée. Cette traction gazeuse est habituellement séparée en surface, le gaz qui reste dissous dans les conditions de séparation est ensuite libéré par détentes successives, la dernière détente étant réalisée à une pression voisine de la pression atmosphérique.

La quantité de gaz dissoute ainsi libérée, soit aux conditions du séparateur de tête, soit aux conditions standards est caractérisée par le GOR (gas-oil Ratio) défini comme le rapport des volumes respectifs de gaz libéré et d'huile résiduelle. **[2]**

I.3 Caractéristiques du gaz naturel

Au stade final de son exploitation le gaz naturel répond aux caractéristiques suivantes :

I.3.1 La masse volumique

C'est la masse sur l'unité de volume du gaz exprimé en Kg / m^3, elle est fonction de la température et de la pression, en d'hors des conditions spécifiées on se réfère à des conditions dites normales ou standards :

- Condition normale : T = 0 °C, P = 1atm.
- Condition standard : T = 15 °C, P = 1atm. **[3]**

I.3.2 Volume massique :

Représente le volume occupé par unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique et s'exprime en m^3 / Kg. **[3]**

I.3.3 La densité :

Elle est définie pour un gaz comme étant le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans des conditions bien déterminées de température et de pression, comme elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition chimique en utilisant la relation :

Densité du gaz = masse moléculaire / 28.966

I.3.4 Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence, le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en Joules / m^3. **[3]**

On distingue deux pouvoirs calorifiques :

- **Pouvoir calorifique supérieur PCS :**

  Il correspond à la chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant à l'état liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur PCI :**

  Il correspond à la combustion dans laquelle l'eau reste à l'état vapeur ; le PCI diffère du PCS d'une quantité de chaleur latente de vaporisation de l'eau. **[3]**

I.3.5 Composition chimique :

Indique la nature des composés d'hydrocarbures et d'autres constituants du gaz, et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leurs fractions volumiques ou moléculaires.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour l'étude de vaporisation, et elle sert aussi à calculer certaines de ses propriétés en fonction de la pression et de la température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de son exploitation. **[3]**

I.4 La consommation de gaz naturel

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le graphique ci-après, cette consommation a considérablement augmentée au cours des 40 dernières années.

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2006 étaient les Etats-Unis avec 22% de la consommation totale et la Fédération de Russie, avec 15.1%. L'Amérique du Nord et l'Union soviétique ont consommé ensemble environ 49% de la production de gaz naturel. La part de l'Europe dans la consommation totale de gaz naturel était de 16.3%. Ces trois zones ont compté à elles seules pour près des deux tiers de la consommation globale en 2006.

La consommation gazière aux États-Unis pourrait grimper de plus de 4 % en 2012, en raison d'une hausse considérable de l'utilisation du gaz dans le secteur électrique, conséquence des prix du gaz plus compétitifs par rapport au charbon, cette situation pourrait évoluer à court terme, en raison d'une hausse probable des prix du gaz.

La Chine devrait voir sa consommation augmenter de plus de 13 % en 2012 et ses importations croître de près de 40 %. La Chine est devenue importatrice en 2006. Depuis, sa dépendance aux importations a bondi de 2 % à presque 30 % aujourd'hui. En août 2012, la Chine a commencé à importer du gaz en provenance d'Ouzbékistan.

Faisant exception sur le marché mondial, la consommation européenne devrait, pour la deuxième année consécutive, enregistrer une baisse, toutefois moins prononcée qu'en 2011. En 2011, la consommation gazière de l'Europe avait chuté de 10 % selon CEDIGAZ. En 2012, CEDIGAZ anticipe une baisse de la consommation gazière européenne (Turquie incluse) d'environ 3% par rapport à l'année précédente.

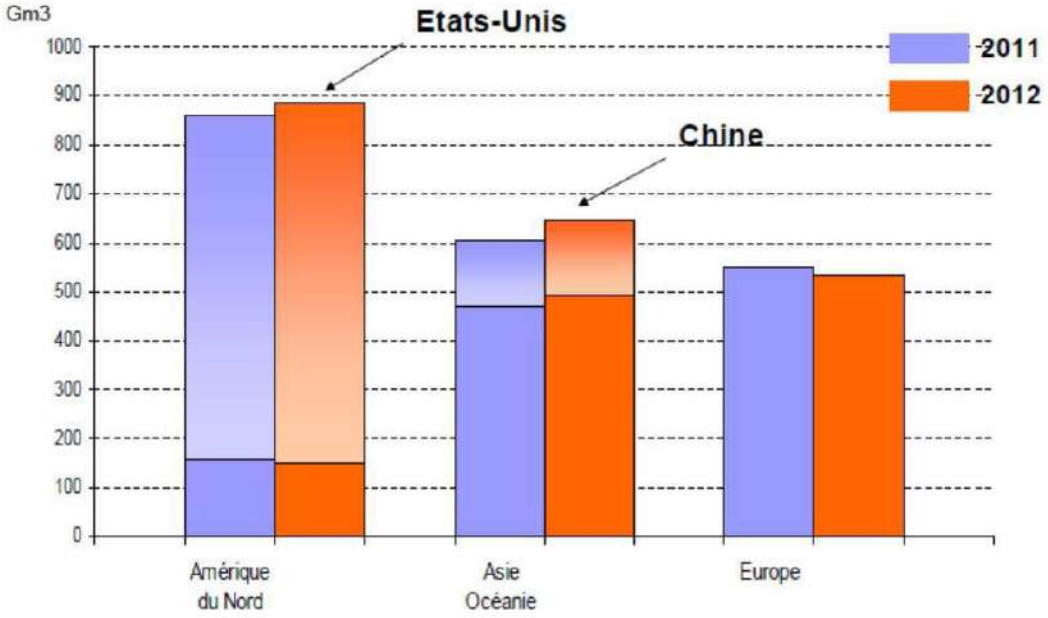


Figure I.1 : Consommation mondiale du gaz naturel.

I.5 Demande actuelle de gaz naturel

Entre 1985 et 1995, la demande mondiale d'énergie a augmenté à un rythme moyen de 1,6 % par an. Durant la même période, la croissance a été de 2,2% par an pour le gaz naturel dont la consommation a atteint 2120 Gm^3 en 1996, soit presque 23 % de la demande d'énergie. Cette croissance de la demande de gaz est proche des prévisions à court terme des études réalisées au triennat précédent.

Elle est observée en toutes régions, sauf toutefois en Europe de l'Est, et en Asie du Nord où une diminution importante a été enregistrée durant le dernier triennat. **[4]**

Tableau I.1: La demande mondiale de gaz naturel par région. **[4]**

Unité : Gm^3 ($10^9 m^3$)	Réalisé	Potentiel			
Année	1994	1995	2000	2010	**2020**
Afrique	43	49	68	105	**145**
Asie Centrale & de l'Est	139	145	233	342	**441**
Asie du Sud Est & Océanie	68	74	103	132	**157**
Europe de l'Est - Asie du Nord	548	522	614	740	**812**
Proche-Orient	128	144	203	278	**337**
Amérique du Nord	698	727	760	899	**980**
Amérique du Sud	68	75	99	134	**164**
Europe Centrale & Occidentale	356	384	467	560	**614**
Monde	**2,048**	**2,120**	**2,547**	**3,190**	**3,650**

I.6 Le gaz naturel en Algérie

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m^3 de production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

Les réserves algériennes prouvées en gaz sont de l'ordre de 4,550 milliards de m^3, l'Algérie est l'un des pays pilote exportateur de gaz naturel et de GNL dans le monde, le domaine minier algérien est particulièrement riche en gaz naturel.

Les réserves gazières algériennes représentent près de 3% du total des réserves mondiales.

I.7 Les réserves de gaz naturel

Ces réserves, bien que limitées sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde, comme la montre la figure (I.2) On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir. **[5]**

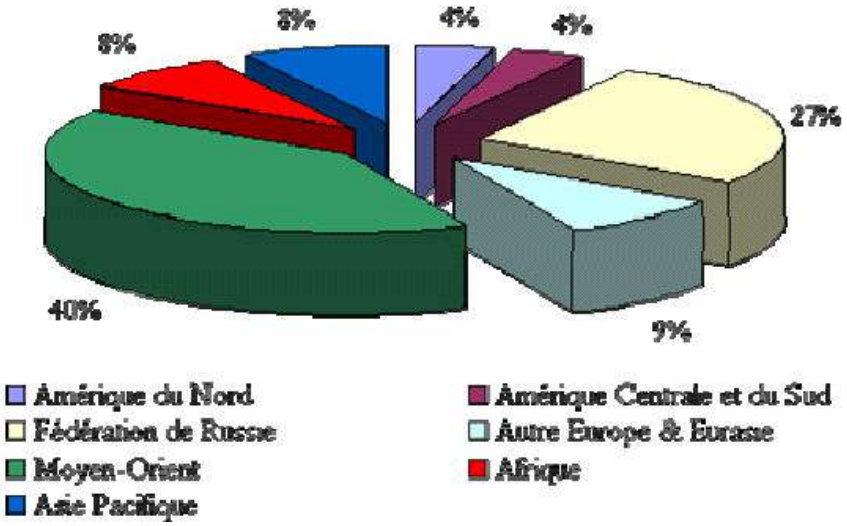


Figure I.2: Répartition des réserves de gaz naturel en 2004. **[5]**

Les réserves prouvées sont celles qui pourraient être produites avec la technologie actuelle. L'Union soviétique et le Moyen-Orient se partagent à eux deux environ les trois quart des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 27% et 40% du total).

Les réserves mondiales de gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient en 2000, à 150,19 trillions de mètres cubes.

Le ratio mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel est entre 60 et 70 ans. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus.

I.8 Présentation du champ Hassi Messaoud

I.8.1 Situation géographique du champ Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud se situe à environ 850 Km au Sud Est d' Alger et à 350 Km de la frontière Tunisienne voir la figure (I.3).

Le champ a été divisé par les sociétés d'exploration SN. REPAL et CFPA ; en deux parties : Champ Sud et champ Nord.

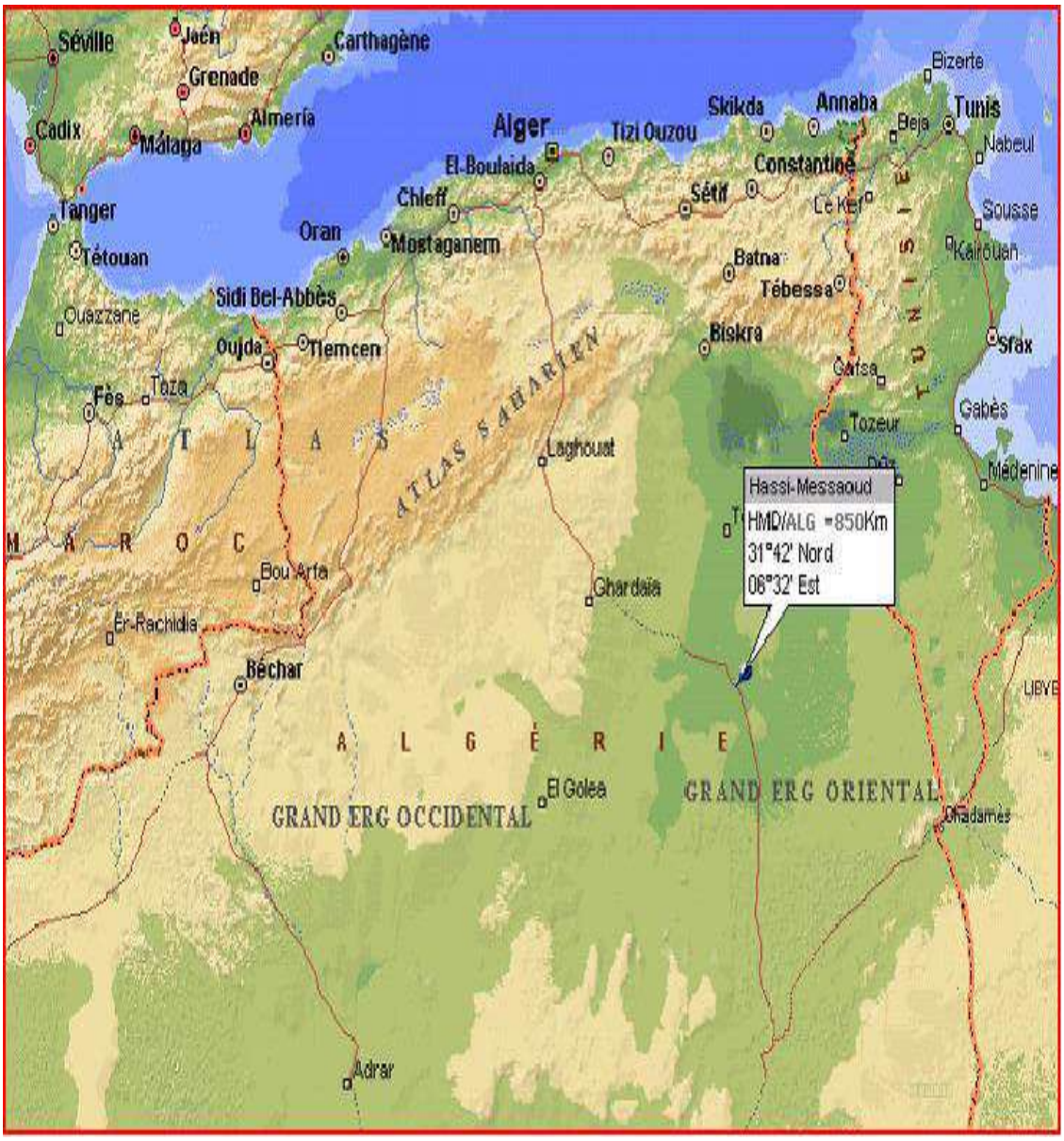


Figure I.3: Situation géographique du champ HMD.

I.8.2 Le Gisement de Hassi Messaoud

Le 15 Janvier 1957, le premier forage HMD1 a mise en évidence la présence d'huile à 3338 m de profondeur dans les Grés du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km de HMD1, le forage OM1 a confirmé l'existence d'huile dans les Grés Cambrien.

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leur production.

SUPERFICIE : 3300 Km^2.

FORMATION : CAMBRO-ORDOVICIEN.

PROFONDEUR : entre 3250 et 3500 m.

EPAISSEUR : jusqu'à 300 m.

HUILE LEGERE DE DENSITE API = 45,4.

1957 : DECOUVERTE (HMD1).

1958 : DEBUT DE LA PRODUCTION EN JUILLET.

1993: PREMIER FORAGE HORIZONTAL (MDZ 453).

1996 : PREMIERE REPRISE EN SHORT-RADIUS (HMD 218).

I.8.3 Description des installations

Les quatre complexes CIS et UTBS et CINA et ZCINA composés d'une chaine de procédés plus ou moins complexes ont pour fonction le traitement des effluents provenant des puits producteurs.

Ces procédés sont faits pour prendre en charge :

- Le traitement du pétrole brut : séparation huile-eau gaz, dessalage et stabilisation pour la production d'un pétrole brut conforme aux normes commerciales (TVR, Salinité, Densité et BSW).
- Le traitement des gaz associés produits aux cours du processus du traitement du pétrole brut pour la production des GPL et condensats.
- Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants; approvisionnement du marché local.
- Le traitement des eaux huileuses générées lors du processus traitement de pétrole brut pour la protection de l'environnement.
- La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.

CHAPITRE II

Généralités sur le GPL et le condensat

II.1 Généralités sur le GPL

II.1.1 Définition du GPL

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

Gazeux dans des conditions normales de température et de pression, les GPL peuvent être facilement liquéfiés. C'est ce caractère particulier qui rend leur transport et leur commercialisation aisés. **[6]**

II.1.2 Les sources de GPL

Les Gaz de Pétrole Liquéfiés proviennent :

- Des champs de gaz naturel, pour plus de 60 % :

  Les champs de gaz naturel sont composés à 90 % de méthane (CH_4). Les 10 % restants se répartissent entre 5 % de propane (C_3H_8) et 5 % d'autres gaz dont le butane (C_4H_{10}). Le pétrole brut contient aussi, en sortie de puits, des fractions souvent importantes de gaz associés dissous, parmi lesquels des GPL. Les pourcentages de GPL contenus dans le brut et le gaz naturel sont extrêmement variables d'un gisement à un autre. Le gaz naturel, dont la production a très fortement augmenté depuis plus d'une décennie, est devenu la première source de fourniture de GPL avec plus de 60 % des volumes produits dans le monde. **[6]**

- Des raffineries de pétrole, pour moins de 40 % :

  Lors du raffinage du pétrole brut, les GPL sont séparés en partie supérieure des colonnes de distillation, au cours des opérations primaires. Des volumes supplémentaires sont également récupérés au cours d'opérations de traitements secondaires. Les GPL représentent entre 2 et 3 % de l'ensemble des produits obtenus. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée donne 20 à 30 kg de GPL. **[6]**

II.1.3 Composition et caractéristiques du GPL

II.1.3.1 Composition du GPL

Le GPL est un hydrocarbure saturé dont les molécules sont composées d'atomes d'hydrogène et de carbone.

Les gaz de pétrole liquéfiés sont des hydrocarbures composés majoritairement de coupes en C_3 et C_4, le butane et le propane étant les principaux composants. **[6]**

BUTANE $C_4 H_{10}$ PROPANE $C_3 H_8$



Figure II.1 : Représentation du butane et de propane.

Ces produits, gazeux dans les conditions normales de température et de pression, peuvent être facilement liquéfiés, rendant aussi leur manipulation et leur transport très aisés.

La composition molaire du gaz du pétrole liquéfié est variable selon sa source.

Tableau II.1 : Composition molaire du GPL. **[6]**

Les composants du GPL	% molaire
Méthane	0,32
Ethane	1,12
Propane	60,95
Iso butane	15,46
Normal butane	22,14
Iso pentane	0,01

II.1.3.2 Caractéristique principales du GPL

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL), composé principalement de butane et de propane. Leurs caractéristiques principales sont illustrées dans le tableau II.2. **[7]**

II.1.3.2.1 Toxicité de GPL

Le GPL n'est pas toxique mais il possède des propriétés anesthésiques. Dans les puits et autres endroits clos ou le gaz plus lourd que l'air peut s'accumuler, l'air peut être déplacé provoquant ainsi un manque d'oxygène, pour toute respiration normale. **[7]**

II.1.3.2.2 Gelures provoqués par le GPL

Prendre des précautions est nécessaire pour éviter que le GPL n'entre en contact avec la peau étant donné qu'il peut provoquer de sévères gelures s'il y a risque de contact l'utilisateur devra faire usage de lunette, des gants ou toute autre revêtement de protection.

Tableau II.2 : Caractéristiques principales du propane et butane. **[7]**

Propriétés	Butane	Propane
Pression de vapeur à 50°C (absolue)	≤7,5 bar	Max 19,3 bar
Teneur en soufre	-	≤0,005% en masse
Teneur en eau	Absence d'eau séparable par Décantation	Non décelable par l'essai au bromure de cobalt
Température d'ébullition	0°c	-44°C
Odeur	Caractéristique	Caractéristique
Limite inférieure d'inflammabilité dans l'air	1.8 %	2,4 %
Limite supérieure d'inflammabilité	8,8 %	9.3 %
Pouvoir calorifique à 15°C et 1013 mbar	PCI : 12,66 KWh/Kg PCS : 13,7 KWh/Kg	PCI : 12,78 KWh/Kg PCS : 13,80 KWh/Kg
La masse volumique (kg/m^3) à 15°C	Liquide : 585 Gaz : 2,5	Liquide : 515 Gaz : 1,85

II.1.4 Utilisation du GPL

Les gaz butane et propane, le GPL, est une source d'énergie exceptionnelle en raison de ses origines, de ses caractéristiques et de ses applications. En tant qu'énergie moins polluante, faiblement émettrice de CO_2, performante et novatrice, le GPL offre de nombreux avantages pour les consommateurs et les secteurs professionnels comme pour l'environnement. Avec une disponibilité immédiate et en tous points du globe, des atouts environnementaux du fait qu'il produit moins de gaz à effet de serre que l'essence, le gazole et l'électricité d'origine thermique, son origine (gaz - pétrole), stockable, sa facilité de transport et sa variété d'usages ce qui le rend accessible et indispensable pour des centaines de millions de personnes dans le monde d'aujourd'hui, le GPL permet d'assurer et de contribuer, sans délai, à un modèle énergétique durable, compétitif et plus sûr. **[8]**

II.1.4.1 Le GPL carburant

Le GPL est utilisé comme carburant automobile depuis des décennies. Il constitue un produit exceptionnel sur le plan de la préservation de la qualité de l'air. Il ne contient ni soufre, ni benzène, ni autres substances toxiques.

Le pouvoir calorifique du GPL est pratiquement égal à celui de l'essence, si on l'exprime en kilocalories par kilogramme de carburant (kcal/kg), mais ces valeurs seront très différentes si elles sont exprimées en kilocalories par litre de carburant liquide à 15°C ; cette diversité provient de la différence des densités entre le GPL et l'essence. En moyenne, la densité à 15°C d'un GPL est de 0,555 Kg/litre.

Le GPL est caractérisé par un indice d'octane recherche (RON) naturellement élevé atteignant aisément 98. Cette propriété découle en fait directement des valeurs de RON de chacun de ces constituants. Par ailleurs, son indice d'octane moteur (MON) est, lui aussi légèrement plus élevé que celui des essences classiques. **[8]**

Les avantages techniques du GPL sont :

- L'homogénéité du mélange air-GPL donne une meilleure régularité du couple moteur aux bas régimes mais perd environ 5% de puissance à haut régime, les reprises se font plus souples. Le fonctionnement du moteur est plus silencieux et les vibrations diminuent contrairement aux carburants classiques, la combustion du GPL ne laisse aucun dépôt et procure au moteur et au lubrifiant une longévité accrue.

- La surconsommation du GPL est de l'ordre de 15 à 20% par rapport aux carburants traditionnels.
- Le GPL carburant répond bien aux problèmes de pollution des villes.

Il existe un inconvénient majeur à l'encombrement, le réservoir peut amputer le volume du coffre. Toutefois les constructeurs proposent dès la conception de leurs modèles une version GPL avec réservoir intégré.

II.1.4.2 Le GPL dans la pétrochimie

La demande pétrochimique globale du GPL enregistre un taux de croissance de l'ordre de 10 %. Il est utilisé dans ce domaine comme charge de vapocraqueur à fin d'obtenir des oléfines.

Le butane et le propane obtenus par la séparation du GPL sont utilisés pour la déshydrogénation dans la production de butadiène et de propylène qui vont servir comme matière première pour la synthèse des caoutchoucs.

Le butane utilisé dans la fabrication du MTBE (Métyl Tert-Butyl Ether) qui sert comme booster du nombre d'octane des essences en substitution au plomb, il est aussi utilisé comme charge des unités d'alcoylation, le propane et le butane sont utilisés pour la production d'acétaldéhyde, formaldéhyde, l'acide acétique et l'acétone. **[8]**

II.1.4.3 Le GPL dans la production d'électricité

Il est utilisé pour la génération d'électricité, il pourrait être important si les conditions de nature économique venaient à être favorables, les marchés ciblés à cet effet sont attractifs pour le GPL.

La production d'électricité en Algérie est effectuée uniquement par le gaz naturel, les GPL ne sont pas introduits jusqu' ici dans la génération d'électricité. **[8]**

II.1.4.4 Le GPL dans les ménages

Le butane et le propane qui sont obtenus par la séparation du GPL ont une grande importance dans les ménages ; Le butane est utilisé principalement dans le secteur domestique pour la cuisine et le chauffage, la consommation nationale représente l'équivalent de 11millions de bouteilles de 13kg par ans.

Le propane représenté 4,8% de la consommation national du GPL, il est utilisé comme combustible dans les unités industrielles et artisanales en substitution domestique dans les régions non reliées au gaz naturel. **[8]**

II.1.4.5 Le GPL dans la climatisation

Le GPL est utilisé pour la construction des réfrigérateurs et des climatiseurs (moyenne capacité) comme fluide caloporteur du fait de ces caractéristiques thermiques importantes**. [8]**

II.1.4.6 Le GPL dans l'agriculture

L'utilisation du GPL dans ce secteur sera orientée vers l'aviculture, et certaines cultures sous-serre, le niveau de consommation prévu est relativement faible (40000 tonnes/an) pour le court terme et il est attendu une évolution plus significative à moyen et long terme particulièrement par son introduction dans le domaine de l'élevage (éclairage, climatisation, chauffage….etc.). **[8]**

II.1.5 Avantages écologiques du GPL

Toutes les études menées jusqu'à aujourd'hui ont abouti aux mêmes conclusions : le GPL pollue moins que les autres carburants ; il n'y a aucun rejet de plomb, de souffre ou de particules, car ils n'entrent pas dans sa composition chimique, faite uniquement de butane et de propane.

En outre, sa combustion dans le moteur est très complète, ce qui limite les rejets d'imbrûlés. Grâce à sa composition, le GPL permet de baisser les rejets de monoxyde de carbone (CO), responsable de troubles respiratoires et de maux de tête en empêchant l'oxygénation du sang, les hydrocarbures imbrûlés (HC), qui sont cancérigènes et donnent des nausées, et surtout les oxydes d'azote (NO_x), irritants du système respiratoire et gros point faible du diesel, avec les particules.

Le fameux dioxyde de carbone (CO_2) n'est pas un polluant direct. Sur ce point, si le GPL est un peu plus performant que l'essence, les résultats obtenus par le diesel sont meilleurs, mais ce dernier génère d'autres polluants plus directement néfastes (NO_x, ainsi que des particules et suies qui atteignent l'appareil respiratoire en se diffusant dans l'atmosphère).

Les mesures effectuées sur les oxydes d'azote (NO_x), responsables lors des journées ensoleillées de la formation d'ozone, le monoxyde de carbone (CO) ou le dioxyde de carbone (CO_2), contribuant à l'effet de serre, montrent une diminution sensible des rejets comparés à l'essence et au diesel. Les émissions de NO_x seraient réduites de 40 à 75%, ceux de CO de 45 à 85% alors que le CO_2 diminuerait de l'ordre de 15%.**[8]**

Tableau II.3 : Comparaison des rejets d'un moteur fonctionnant au GPL et d'un moteur diesel.

	Emissions d'un moteur (en g/kWh)		
	GPL	Diesel	Pourcentage
Oxydes d'azote (NO_X)	0.40	7.00	15 fois moins
Particules	0.015	0.15	10 fois moins
Hydrocarbures imbrûlés	0.01	1.10	100 fois moins
Oxyde de carbone (CO)	0.25	4.00	16 fois moins

II.1.6 GPL au niveau international

La production mondiale de GPL est passée de 177,8 millions de tonne en 1997 à 210 millions de tonnes en 2002, et allant jusqu'à 230 millions de tonnes en 2007.

La consommation mondiale de GPL en 2009 était 243,6 millions de tonnes ; le GPL représente 2% de la consommation énergétique mondiale. Le GPL est le troisième carburant automobile au monde.

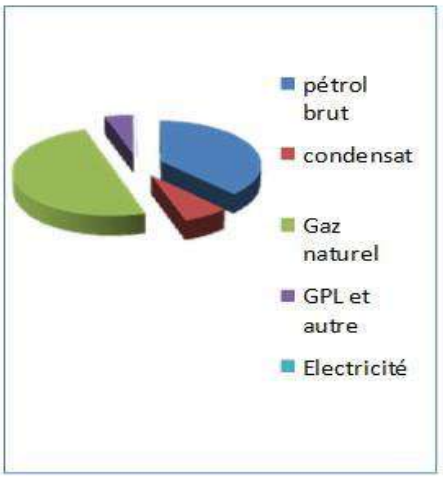


Figure II.2: Répartition de la production d'énergie.



Figure II.3 : Répartition de consommation d'énergie.

II.2 Le condensât

II.2.1 Définition

Un condensât de gaz naturel est un mélange liquide d'hydrocarbures légers obtenu par condensation de certains gaz naturels bruts.

Le condensât est constitué de molécules qui existent à l'état gazeux dans un gisement de gaz naturel mais qui se condensent par détente et refroidissement lors de la production de ce dernier, des quantités importantes de propane et de butane (GPL) sont ainsi récupérées, mais également de produits constitués de molécules comportant de 5 à 10 ou 15 atomes de carbone : le condensât proprement dit. Dans ce derniers on distingue le condensât léger (C_5 à C_{10} environ) et le condensât lourd (C_{10} à C_{15} environ). **[9]**

II.2.2 Caractéristiques du condensât [10]

Les caractéristiques du condensât sont :

- La TVR :

La tension de vapeur de Reid est la caractéristique principale du condensât, elle doit être inférieure à 0.69 bar (10 psi-a) à 37.8 ^{0}C en Hiver et inférieure à 0.5 bar (7 psi-a) à 37.8 ^{0}C en été.

- Aspect :

C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.

- Poids spécifique :

Le poids spécifique du condensât est compris entre 0.7 à 0.8.

- Point d'éclair :

Son point d'éclair est inférieur a -40 ^{0}C.

- Toxicité physiologique :

Les vapeurs du condensât sont toxiques lorsqu'un homme s'y expose. Le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux suivi de symptômes névropathies. La victime peut éventuellement avoir du mal à marcher. Lorsque les concentrations du condensât (vapeur) sont de l'ordre de 0.025 à 0.05% en volume dans l'air, elles ne peuvent pas causer de symptômes sérieux même après plusieurs heures d'inhalation.

- Limites d'inflammabilité :

Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilité sont approximativement : 1.4 et 7.6 % (dans l'air).

- Explosivité et inflammabilité :

Le condensât est un fluide hautement inflammable, la température d'auto-inflammabilité est de 380 à 450 ^{0}C.

- Précautions hygiéniques :

Pour prévenir l'intoxication, une ventilation convenable est réalisée dans les locaux de travail afin de maintenir la concentration des vapeurs du condensât à moins de 300 ppm.

II.2.3 Utilisation du condensât

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégiques : le raffinage et la pétrochimie. **[11]**

II.2.3.1 Utilisation du condensât dans le raffinage

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

Le condensât est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence (isomérisation) en transformant les normales paraffines en iso-paraffines qui ont un grand indice d'octane. **[11]**

II.2.3.2 Utilisation du condensât dans la pétrochimie

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

Le vapocraquage est ainsi la principale voie pour la production des oléfines. **[11]**

Dans ce secteur trois éléments dominent :

- L'accentuation du déséquilibre entre les demandes respectives d'éthylène et de propylène avec une croissance moyenne annuelle de 4% pour le premier et proche de 5% pour le second en 2007.
- Le fonctionnement des vapocraquages de charge liquide à la limite de flexibilité du rapport propylène/éthylène.
- L'accroissement de la contribution de craquage catalytique à la fourniture de propylène.

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

- Le condensât est riche en hydrocarbures paraffiniques et naphténiques C_5 à C_7 ayant un bon potentiel de production d'oléfines.
- Une faible quantité en hydrocarbures aromatiques qui se transforment en poly-aromatiques lors du vapocraquage.

II.3 Le GPL et le condensat en Algérie

L'Algérie est l'un des leaders mondiales du GPL, avec une production moyenne au premier semestre 2011 qui avoisine les 7,5 millions de tonnes comparé à 5 millions en 1996 et 10,5 millions en 2009 dont 2 millions est consommé localement sous forme de butane et de propane, La consommation algérienne en GPL/c était de 350 milles tonnes en 2009.

La consommation intérieure, en progression, est d'environ 15 958 millions de m^3/an. Environ 67% de la production soit, 35 719 de millions m3/an sont exportés, en majorité vers l'Europe, avec un objectif de 85 à 100 Gm^3 à un horizon de cinq ans. Le gaz est exporté soit par méthaniers, sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL), avec 22,9 Gm^3 ainsi exportés, soit par deux gazoducs sous-marins vers l'Italie et vers l'Espagne pour alimenter l'Europe. **[12]**

Tableau II.4 : Bilan énergétique national 2013. **[12]**

	Années	GPL (K tonnes)	Condensât (K tonnes)
Production	2012	7428	9 322
	2013	7484	8 598
Transformation	2012	-	4 118
	2013	-	3 115
Echanges	2012	5 505	5 105
	2013	5 346	5 416
Consommation	2012	2111	-
	2013	2106	7

Le bilan énergétique national de l'année 2013, fait ressortir les principales évolutions ci-après :

• L'énergie disponible, somme de la production nationale, des importations et des stocks, a atteint 154,6 Mtep en 2013 en baisse de 3,8% par rapport à 2012;

• La production commerciale d'énergie primaire a baissé de 3,9% à 148,8 Mtep, tirée par celle du gaz naturel et du pétrole brut;

• Les importations d'énergie ont augmenté de 7,1% à 5,9 Mtep, suite notamment à la hausse des importations d'essences (+35%) et de bitumes (+30%);

• Les exportations d'énergie ont atteint 101,5 Mtep en 2013, en baisse de 7,2% par rapport à 2012;

• Le bilan des échanges d'énergie fait ressortir un solde exportateur net de 95,6 Mtep, en baisse de 8,2 Mtep, soit 7,9% par rapport à 2012;

• La consommation nationale d'énergie a atteint 53,3 Mtep en 2013, réfutant une croissance de +5,4% par rapport à l'année 2012. Elle représente 36% de la production nationale;

• La consommation finale d'énergie a augmenté de +6,0% pour atteindre 38,5 Mtep.

CHAPITRE III

Description de l'usine Zeina

III.1 Présentation de l'usine GPL LDHP Zcina [13]

ZCINA (Zone Centre Industriel Naili Abdelhalim) est une nouvelle unité d'extraction des liquides de gaz associés sur le champ de Hassi Messaoud nord ; Cette nouvelle zone est située à environ 5 km au nord de CINA contenant deux unités :

- **Unité de GPL** : Cette unité comprend notamment :
  - Des connexions à la ligne existante de 40" de gaz associés de CINA, pour amener le gaz de charge et exporter le gaz résiduel.
  - Une section de réception du gaz de charge.
  - Une unité de compression du gaz de charge.
  - Trois trains de traitement de gaz incluant une section de déshydratation du gaz, une section de récupération des liquides, une section de séparation des GPL et des condensats et un système d'huile chaude.
  - Des stockages et une pomperie d'expédition des GPL.
  - Des stockages et une pomperie d'expédition des condensats.
  - Des systèmes d'utilités.
  - Des systèmes de torche.
  - Des lignes d'expédition des produits (GPL, condensats).
  - Des infrastructures et des bâtiments.

Les installations sont conçues pour récupérer les liquides des gaz associés provenant de l'usine de traitement de brut de CINA et de l'unité de séparation d'huile LDHP.

- **Unité de séparation LDHP** (Ligne Directe Haute Pression):
  - Un réseau de collecte de production d'huile multiphasique composé de 20 manifolds et 20 collecteurs, raccordés à 200 puits HP (actuellement 88 puits qui sont raccordés).
  - Une batterie de 03 séparateurs triphasique identiques.
  - Un Ballon Dégazeur d'eau.
  - Un ballon de torche et une torche chaude.
  - Deux pipelines d'expédition d'huile et d'eau (18'' et 6'') vers CINA.
  - Local Technique.
  - Utilisation des infrastructures et utilités de l'unité GPL adjacente.

III.1.1 Capacité des installations

- **GPL**
  - Traitement de gaz : 24 Millions de Std m^3/jour.
  - Production de GPL: 4669 Tonnes/jour.
  - Production de condensat on spec : 330 Tonnes/jour.
  - Production de condensat off spec: 770 Tonnes/jour.
- **Séparation LDHP**
  - Production de Gaz : 22 Millions de Std m^3/jour.
  - Production d'Huile : 22 542 m^3/jour (142 000 brl/jour).
  - Production d'eau: 1577 m^3/jour.

III.2 Composition du gaz traité par l'usine

La composition en % molaire de l'effluent entrant est donnée dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.1 : Composition de la charge d'alimentation. **[13]**

Constituants	% molaire riche été	% molaire pauvre hiver
N_2	2,51	2,51
CO_2	1,77	1,86
H_2O	0,51	0,31
C_1	67,07	67,16
C_2	17,40	16,63
C_3	7,83	7,86
iC_4	0,71	0,68
nC_4	2,05	1,96
iC_5	0,38	0,31
nC_5	0,50	0,43
nC_6	0,22	0,21
nC_7	0,06	0,07
nC_8	0,00	0,00
Température d'entrée (°C)	55,0	45,0
Pression d'entrée (barg)	34,0	34,0
Débit massique (kg /h)	983 997	973 515

III.3 Description du procédé de traitement

Les installations de l'usine de ZCINA ont été conçues pour extraire 88,3% molaire de GPL en œuvrant au procédé "HUDSON" basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par une série de détente, complétée par une machine dynamique appelée "turbo-expander" permet d'atteindre un niveau de température relativement plus bas suivi par un fractionnement dans les trois colonnes de rectification respectivement appelées : absorbeur, dééthaniseur et débutaniseur.

L'installation de la production est composée principalement des sections suivantes :

▪Systèmes d'alimentation en gaz:

- Canalisation de gaz de charge depuis CINA (Unité 27).
- Séparation d'entrée (Unité 20).
- Compression du gaz de charge (Unité 23).
- Déshydratation du gaz de charge (Unité 24).

▪ Systèmes d'alimentation en liquides:

- Import et distribution de condensats M4 de CINA (Unité 37).
- Trains de traitement des liquides (Unité 32).
- Section de refroidissement et Section de dééthanisation (Unité 32).
- Section de débutanisation (Unité 32).

▪ Stockage et expédition des produits liquides:

- Stockage, export et recyclage de GPL (Unité 33).
- Stockage, export et recyclage des condensats (Unité 35).
- Canalisation d'export des condensats (Unité 37).

▪Système d'expédition des produits gazeux:

- Canalisation d'export de gaz résiduel (Unité 34).

III.3.1 Unités des utilités

- Système gaz combustible (Unité 45).
- Système d'huile chaude (Unité 41).
- Systèmes de torche (Unité 43).
- Système d'injection de produits chimiques (Unité 42).
- Air instrument / Air service (Unité 63).
- Azote (Unité 64).
- Drains fermés (Unité 57).
- Drains ouverts (Unité 56).

- Traitement des eaux huileuses (Unité 44).
- Diesel (Unité 62).
- Eau brute et eau potable (Unités 50 et 53).
- Traitement des eaux usées (Unité 66).
- Unité 71 : système d'eau incendie.

III.3.2 Unité 27 : Canalisation de gaz de charge depuis CINA

Le gaz de charge valorisable provenant de l'unité de traitement de brut CINA est transféré vers l'usine GPL ZCINA par une nouvelle canalisation de 36". Le piquage est réalisé sur la ligne existante de 40" vers le CIS.

Du fait de la présence possible de bouchons liquide, la canalisation de gaz de charge est équipée aux deux extrémités de gares de racleurs : une gare de racleur de départ à CINA G01-VM-27-03 et une gare de racleur d'arrivée à ZCINA G01-VM-27-04.

III.3.3 Unité 20 : Séparation d'entrée

Cette unité est commune à tout le complexe de GPL ZCINA.

Le séparateur d'entrée G01-VL-20-01 reçoit le gaz de charge acheminé par la canalisation de 36″ depuis CINA. Ce gaz peut contenir de l'eau générée par la condensation en ligne. Le séparateur d'entrée G01-VL-20-01 sépare le gaz dirigé vers la section de compression de la phase aqueuse. Une injection d'inhibiteur de corrosion est prévue au niveau de la sortie gaz du séparateur.

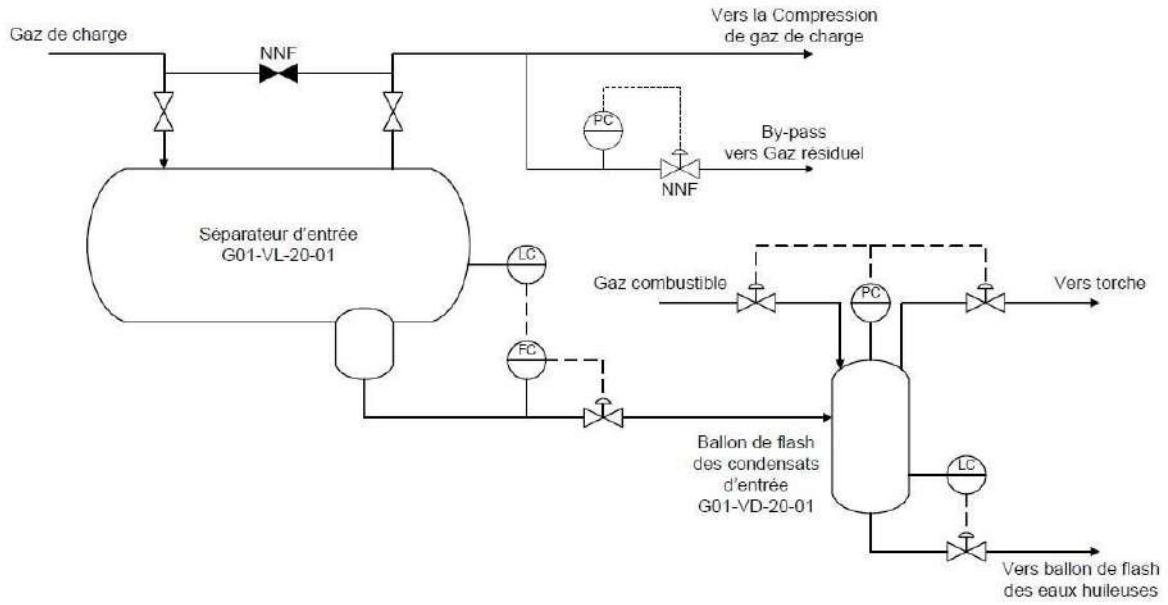


Figure III.1 : Schéma du séparateur d'entrée.

Le ballon de flash des condensats d'entrée G01-VD-20-01 reçoit le liquide du séparateur d'entrée G01-VL-20-01 envoyé via un contrôle de niveau. Ce ballon permet de dégazer l'eau saturée en hydrocarbures et d'envoyer les gaz dissous à la torche basse pression. Le liquide de fond du ballon est expédié vers le système de traitement des eaux huileuses sous contrôle de niveau.

III.3.4 Unité 23 : Compression du gaz de charge

Le gaz de charge en provenance du séparateur d'entrée G01-VL-20-01 est envoyé sur le collecteur commun d'aspiration des compresseurs de gaz de charge G05/G06/G07/G08-KA-23-01. Dans le futur, le collecteur commun d'aspiration des compresseurs recevra également le gaz associé issu de l'unité de séparation d'huile LDHP (également située à ZCINA).

L'ensemble du gaz se répartit sur les quatre trains de compression (le 4ème train de compression est utilisé comme secours tant que le 4ème train de traitement n'est pas opérationnel).

Le gaz de régénération issu de la section de déshydratation de chaque train de traitement est recueilli sur un collecteur commun puis il se répartit également sur les compresseurs au niveau de la dernière roue, constituant ainsi l'inter-étage de ces derniers.

Le gaz de charge sortant du séparateur d'entrée G01-VL-20-01 est envoyé dans le filtre coalesceur d'aspiration G0X-MB-23-01. Ce filtre, à deux étages, permet d'éliminer l'eau qui pourrait se condenser en ligne sous l'effet des échanges thermiques avec l'air ambiant et d'éliminer les particules solides entrainées (rétention des gouttelettes de taille supérieure ou égale à 10 µm et des particules solides de taille supérieure à 5 µm). Les liquides qui y sont récupérés sont envoyés vers le ballon de flash des condensats du compresseur G0X-VD-23-04 par un contrôle on/off du niveau dans le filtre. Il est possible de by passer le filtre coalesceur notamment lors du changement des cartouches coalescentes.

Le gaz filtré rejoint ensuite le ballon d'aspiration du compresseur G0X-VD-23-01 qui recueille l'eau condensée en ligne depuis le séparateur d'entrée G01-VL-20-01 lors du by passe du filtre G0X-MB-23-01 ainsi que les liquides flashés du ballon de refoulement du compresseur G0X-VD-23-02 et du ballon d'inter-étage du compresseur G0XVD-23-03. Les Condensats du ballon d'aspiration G0X-VD-23-01 Sont évacués sous contrôle de niveau vers le ballon de flash de condensats G0X-VD-23-04. Ce Ballon de flash (G0X-VD-23-04) permet de dégazer l'eau saturée en hydrocarbures et d'envoyer les gaz dissous à la torche basse

pression. Le Liquide de fond du ballon est expédié vers le traitement des eaux huileuses sous contrôle de niveau.

Le gaz de charge provenant du ballon d'aspiration G0X-VD-23-01 est comprimé dans le compresseur G0X-23-KA-01. Le compresseur est entrainé par la turbine à gaz G0X-DMT-23-01. Les turbines à gaz des compresseurs sont alimentées en gaz combustible haute pression.

Le gaz humide provenant du collecteur de gaz de régénération est préalablement envoyé dans le ballon d'aspiration d'inter-étage G0X-VD-23-03 pour protéger le compresseur du liquide condensé en ligne. Le liquide est ensuite envoyé vers le ballon d'aspiration G0X-23-VD-01. De son côté, le gaz de régénération issu du G0X-VD-23-03 est introduit dans le compresseur G0X-23-KA-01 au niveau de l'inter-étage où il rejoint le gaz de charge juste avant la dernière roue du compresseur.

Les quatre turbo-compresseurs sont gérés par un système de répartition de charge contrôlant la pression d'aspiration au niveau du collecteur d'aspiration. Un contrôle complémentaire par la pression de refoulement existe et se met en place en cas de pression de refoulement trop élevée. Le répartiteur de charge agit sur la vitesse de chaque turbine afin d'ajuster la capacité des compresseurs à la capacité requise et d'assurer une répartition identique du débit sur les quatre machines.

Chaque étage du compresseur dispose d'un système d'anti-pompage et de son système de contrôle dédié permettant de recycler du gaz du refoulement du compresseur à l'aspiration de celui-ci ou à l'inter-étage de celui-ci afin d'opérer chaque étage au delà de son point de pompage à la vitesse donnée.

Le système d'anti-pompage du premier étage est de plus couplé à un contrôle anti-hydrate. En effet, en cas d'ouverture de la vanne d'anti-pompage principale (entre le refoulement et l'aspiration du premier étage), il y a un risque de formation d'hydrates due à la baisse de température dans la vanne d'anti-pompage et en aval de celle-ci.

Il est donc nécessaire de contrôler la température en aval de la vanne d'anti-pompage bien au dessus de la température de formation d'hydrates grâce à l'injection de gaz chaud du refoulement en amont de la vanne d'antipompage. Pour les phases d'arrêt, le compresseur est équipé d'un bypasse de gaz chaud permettant le recyclage entre le refoulement et l'aspiration à travers une vanne tout ou rien.

Au refoulement du compresseur G0X-KA-23-01, le gaz est refroidi à travers l'aéro-réfrigérant G0X-GC-23-01. L'eau condensée lors du refroidissement est séparée du gaz dans le ballon de refoulement G0X-VD-23-02. Le gaz comprimé est envoyé vers le collecteur

commun de refoulement qui alimente le collecteur de distribution du gaz vers les trois trains de traitement en aval.

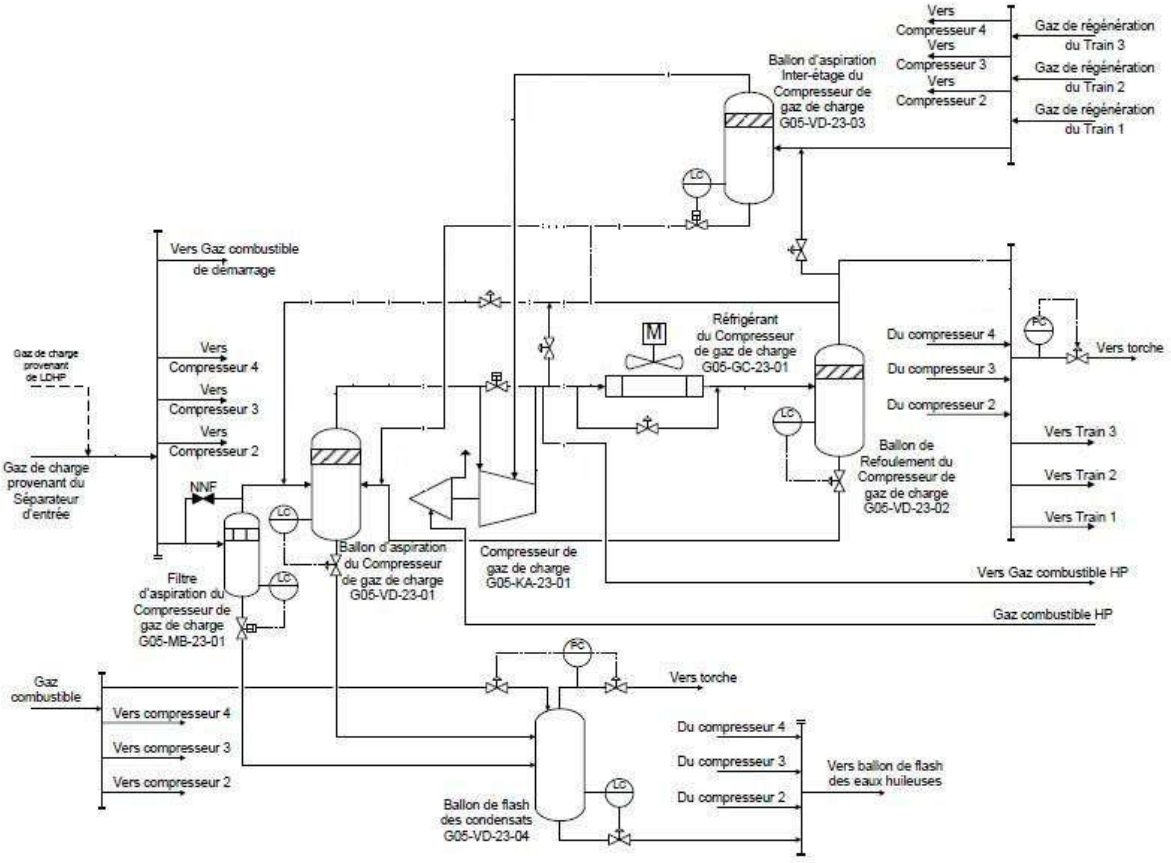


Figure III.2 : Schéma compression du gaz de charge.

III.3.5 Unité 24 : Déshydratation du gaz de charge

Le gaz de charge comprimé, en provenance des compresseurs de gaz de charge, est transféré vers le collecteur de distribution de gaz de charge qui alimente les trois trains de traitement.

La pression au niveau du collecteur de refoulement des compresseurs de gaz de charge (c'est-à-dire à l'entrée de l'unité de déshydratation de chaque train de traitement) est contrôlée par le système de répartition de charge des expandeurs via le débit "aspiré" par chaque expandeur. C'est l'expandeur qui régit le débit de gaz entrant dans chaque train de traitement. Le système de répartition de charge de l'expandeur permet de contrôler la pression tout en répartissant vers les trains de traitement à disposition le gaz délivré par les unités de compression de gaz de charge.

L'unité de déshydratation de chaque train a pour fonction de diminuer la quantité d'eau dans le gaz d'alimentation pour atteindre la valeur spécifiée de 1 ppm vol.

En sortie d'unité. L'eau est ôtée du gaz humide pour éviter la formation d'hydrates dans la section froide de l'installation.

Les trois trains de traitement sont identiques. La description de fonctionnement qui suit s'applique à n'importe lequel des trains de traitement. La valeur de X dans la numérotation des équipements correspond au numéro du train de traitement concerné (X=1 pour le train 1, X=2 pour le train 2 et X=3 pour le train 3).

Le gaz humide entrant dans le train de traitement est envoyé au filtre coalesceur G1X-MB-24-02 pour éliminer l'eau libre condensée en ligne depuis la section de compression. L'eau récupérée est envoyée après détente à l'unité de traitement des eaux huileuses.

Le gaz issu du filtre coalesceur G1X-MB-24-02 est envoyé sur deux des trois sécheurs de gaz G1X-VK-24-01 A/B/C pour être déshydraté. En effet, en opération normale, deux sécheurs opèrent en parallèle en mode d'adsorption (adsorption de l'eau par le tamis moléculaire par circulation du gaz humide dans le sens descendant), pendant que le troisième est en régénération (circulation de gaz sec chaud à travers le sécheur dans le sens ascendant).

Chaque sécheur opère selon un cycle d'une durée de 24 heures, divisé entre phase d'adsorption (16 heures) et phase de régénération (8 heures). Après un cycle d'adsorption (où l'eau s'est accumulée dans le sécheur), le sécheur passe à la phase de régénération au cours de laquelle il est régénéré pour extraire l'eau adsorbée. Un autre sécheur, pour lequel les étapes de régénération sont terminées, remplace le sécheur précédemment en mode d'adsorption.

La séquence de déshydratation du gaz est pilotée de façon automatique (cas normal) ou manuelle.

Chaque sécheur est équipé d'un analyseur d'humidité pour assurer le bon fonctionnement des sécheurs et détecter un éventuel problème sur les tamis moléculaires. La teneur en eau du gaz sec provenant des sécheurs G1X-VK-24-01 A/B/C doit être inférieure à 1 ppm vol.

A la sortie des sécheurs, le gaz est filtré à travers les filtres de gaz sec G1X-MB-24-01 A/B afin d'éliminer les particules de taille supérieure à 10 µm (poussières ou débris de tamis moléculaire entraînés par le flux gazeux en adsorption) pouvant endommager la roue de l'expandeur (inclus dans la section de refroidissement du gaz).

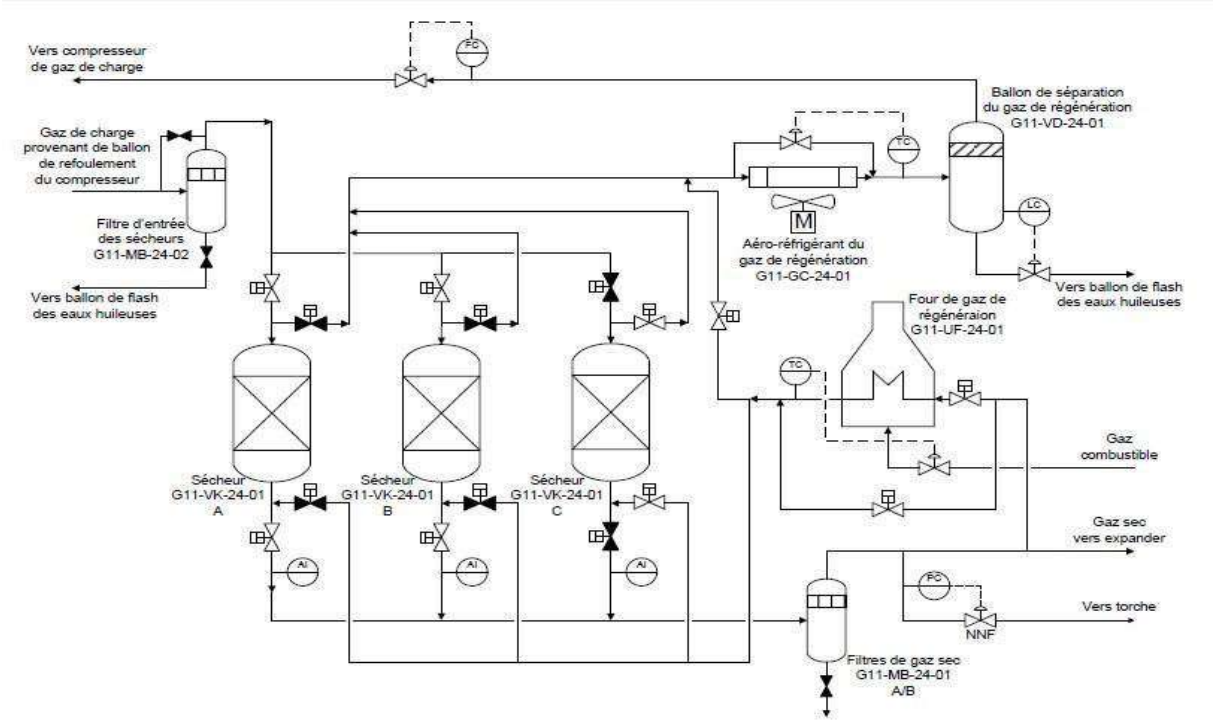


Figure III.3 : Schéma déshydratation du gaz de charge.

III.3.6 Four de gaz de régénération - Régénération

Une partie du gaz sec est utilisée en tant que gaz de régénération. Ce débit constant, correspondant environ à 17 % du débit nominal de gaz déshydraté, est collecté à la sortie des filtres de gaz sec G1X-MB-24-01 A/B. La phase de régénération d'un sécheur est divisée en trois étapes : la chauffe (pendant environ 5 heures), le refroidissement (pendant environ 2 heures) et le repos (pendant environ 40 min). Le passage d'une étape à l'autre nécessite l'ouverture et la fermeture des plusieurs vannes (environ 20 minutes au total).

Pendant l'étape de chauffe, le gaz sec de régénération est chauffé dans le four G1X-UF-24-01 puis traverse le sécheur en régénération dans le sens ascendant. Une première rampe de montée en température (15 minutes) permet de réchauffer progressivement le tamis moléculaire de la température opératoire du gaz jusqu'à 120 °C, température à laquelle est observé un palier pour assurer une chauffe homogène dans le sécheur pendant 30 minutes. Une seconde rampe de montée en température de 15 minutes est alors réalisée pour porter le gaz à 275 °C. Une étape finale de chauffe à 275 °C est alors observée pendant 4 heures pour permettre une régénération complète du tamis moléculaire.

L'effluent gazeux humide et chaud récupéré en sortie des sécheurs est refroidi à 60 °C par l'aéro-réfrigérant de gaz de régénération G1X-GC-24-01. L'eau condensée est ensuite récupérée dans le séparateur de gaz de régénération G1X-VD-24-01, puis envoyée vers l'unité de traitement des eaux huileuses (sous contrôle de niveau dans le séparateur). Le gaz de régénération est envoyé sur le collecteur commun de gaz de régénération qui alimente l'inter-étage des compresseurs de gaz de charge G05/G06/G07/G08-KA-23-01 (via les ballons d'aspiration inter-étage G05/G06/G07/G8-VD-23-03).

Lors de l'étape de refroidissement, le gaz de régénération bypasse le système de chauffe (le four est arrêté) et le gaz froid et sec est envoyé à travers le sécheur en régénération pendant 2 heures afin de ramener la température du tamis moléculaire à sa valeur opératoire en phase d'adsorption. A la sortie du sécheur, le gaz de régénération suit le même traitement de refroidissement à 60 °C et séparation que précédemment.

Pendant l'étape de repos et de permutation des sécheurs, le système de chauffe et les sécheurs sont bypassés et le gaz de régénération est envoyé à l'entrée de l'aéro-réfrigérant G1X-GC-24-01 pour être recyclé vers l'inter-étage des compresseurs de gaz de gaz de charge. Il y a ainsi un débit permanent et constant qui retourne à l'inter-étage des compresseurs pour éviter les perturbations.

III.3.7 Unité 32 : Section de refroidissement du gaz et Section de dééthanisation

Le gaz sec filtré provenant de l'unité de déshydratation est acheminé vers la section de refroidissement du gaz. Le débit de gaz est réparti entre l'échangeur gaz de charge/charge dééthaniseur G1X-GA-32-01 (côté tubes) et l'échangeur gaz de charge/gaz résiduel G1X-GA-32-02 A/B (côté calandre) fonctionnant en parallèle. Une partie du gaz déshydraté est refroidi dans l'échangeur G1X-GA-32-01 par la sortie liquide froide provenant du ballon d'alimentation du déethaniseur G1X-VL-32-03. Le débit restant est refroidi dans l'échangeur G1X-GA-32-02 A/B par le gaz résiduel provenant du système de tête de l'absorbeur G1X- CA-32-01. Les deux flux froids sont mélangés et dirigés vers le ballon d'alimentation de l'expandeur G1X-VL-32-01.

Le gaz provenant du ballon d'alimentation de l'expandeur G1X-VL-32-01 est envoyé vers l'expandeur du gaz de charge G1X-KH-32-01 où il est détendu à la pression de 21.8 barg. Au démarrage, l'expandeur G1X-KH-32-01 est à l'arrêt et le gaz est envoyé vers la vanne 32-FV-01036 (vanne JT, mode Joule-Thomson). Dans les deux cas, la température du gaz est réduite, permettant la condensation d'une partie des GPL.

Néanmoins, l'expandeur réalise une détente thermodynamiquement bien plus efficace (chute en température bien plus importante), qui permet de récupérer plus de GPL en aval que dans le cas d'une simple détente à travers une vanne.

Dans le cas d'un fonctionnement normal de l'unité, le gaz en sortie du ballon d'alimentation de l'expandeur G1XVL-32-01 alimente l'expandeur G1X-KH-32-01. La position des volets d'entrée de l'expandeur (IGV) est ajustée par le contrôleur de pression du collecteur commun au refoulement des compresseurs de gaz de charge G05/G06/G07/G08-KA-23-01 agissant en cascade sur le régulateur de débit du train de traitement localisé à l'entrée de la section de refroidissement de gaz.

En sortie de l'expandeur, le gaz se trouve à une pression de 21.8 barg et une température de -41 °C. Le flux biphasique au refoulement de l'expandeur alimente alors l'absorbeur G1X-CA- 32-01. L'énergie mécanique récupérée au niveau de l'expandeur par la détente du gaz haute pression est utilisée pour entraîner le recompresseur de gaz résiduel G1X-KA-32-01 (les deux machines sont sur le même axe).

Les condensats recueillis au niveau du ballon d'alimentation de l'expandeur G1X-VL-32-01 sont détendus et combinés avec le flux bi-phasique au refoulement de l'expandeur pour alimenter la colonne d'absorption G1X-CA-32-01.

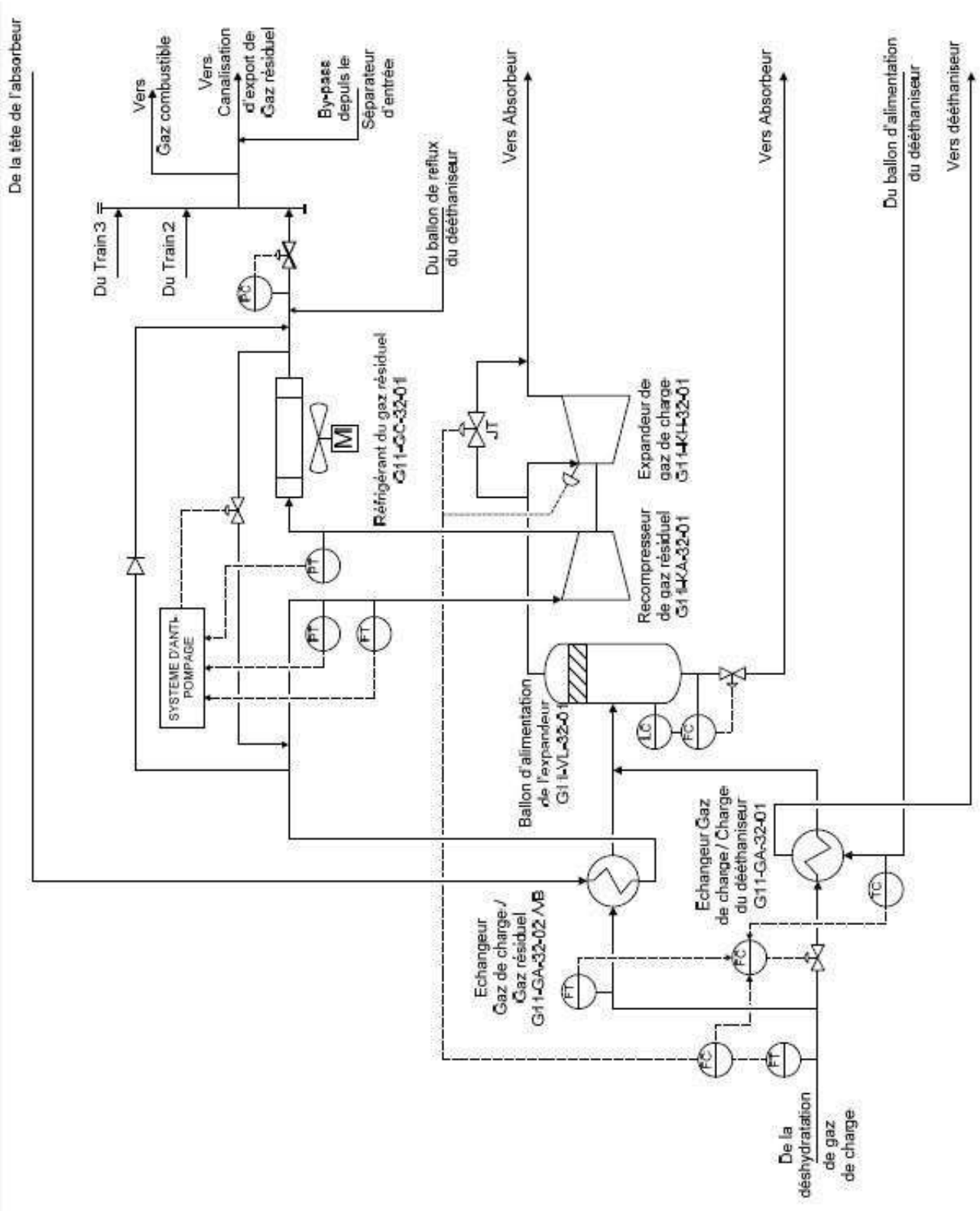


Figure III.4 : Schéma section de refroidissement (turbo expander).

III.3.7.2 Section de dééthanisation

L'absorbeur G1X-CA-32-01 reçoit des flux biphasiques (liquide / vapeur) provenant de la sortie de l'expandeur de gaz de charge G1X-KH-32-01 (ou de la vanne Joule-Thomson) et du fond du ballon d'alimentation de l'expandeur G1X-VL-32-01. L'absorbeur G1X-CA-32-01 est une colonne à plateaux à reflux sans rebouillage où la majorité de l'éthane et des composants plus légers sont séparés en tête de l'absorbeur. Le reflux liquide de l'absorbeur provient du gaz de tête du déethaniseur G1X-CE-32-01, condensé dans l'échangeur de tête de l'absorbeur G1XGA-32-04 par le gaz froid sortant en tête de l'absorbeur. Le liquide est récupéré dans le ballon de désengagement de l'absorbeur G1X-VL-32-06 avant d'alimenter l'absorbeur G1X-CA-32-01 sur le plateau de tête de la colonne. Le liquide récupéré en fond de colonne est envoyé par la pompe d'alimentation du déethaniseur G1X-PA-32-01 A/B vers le condenseur du déethaniseur G1X-GA-32-03, où celui-ci est partiellement vaporisé. Le flux biphasique ainsi formé entre dans le ballon d'alimentation du dééthaniseur G1X-VL-32-03. Le liquide récupéré dans ce ballon alimente l'échangeur gaz de charge / charge du déethaniseur G1X-GA-32-01 du coté calandre ; le liquide y est partiellement vaporisé. Ce fluide constitue l'alimentation principale du dééthaniseur G1X-CE-32-01 au niveau du plateau n°21 du dééthaniseur. Le gaz sortant du ballon d'alimentation du déethaniseur G1X-VL-32-03 est lui envoyé, sous contrôle de pression différentielle, dans la colonne au niveau du plateau n°30, constituant ainsi l'alimentation secondaire du déethaniseur.

Le gaz de tête du déethaniseur G1X-CE-32-01 est partiellement condensé dans le condenseur du déethaniseur G1X-GA-32-03 par le liquide froid provenant du fond de l'absorbeur G1X-CA-32-01, puis envoyé vers le ballon de reflux du déethaniseur G1X-VL-32-02. Le liquide condensé est renvoyé en tête du déethaniseur (au niveau du plateau n°41) via la pompe de reflux du déethaniseur G1X-PA-32-02 A/B. En fonctionnement normal, la pression du déethaniseur est maintenue à 28 barg par l'action de la vanne située sur la sortie gaz du ballon de désengagement de l'absorbeur G1X-VL-32-06.

Le rebouilleur du déethaniseur G1X-GA-32-05 est de type "Kettle" : le liquide recueilli au niveau du plateau n°1 est envoyé vers le rebouilleur où il est partiellement vaporisé par l'huile chaude (utilisée comme fluide caloporteur). Le débit d'huile chaude est ajusté automatiquement afin de maintenir à une température donnée (dépendant de la pression de fonctionnement) le plateau sensible du déethaniseur G1X-CE-32-01, de manière à éliminer assez d'éthane dans le produit de fond de colonne pour satisfaire la spécification du GPL en fraction C_2^-.

La partie non vaporisée dans le rebouilleur G1X-GA-32-05 rejoint le fond du déethaniseur avant d'être envoyée vers le débutaniseur G1X-CB-32-01 (sous différence de pression).

Le gaz de tête de l'absorbeur est réchauffé successivement à travers l'échangeur de tête de l'absorbeur G1X-GA-32-04 puis à travers les échangeurs gaz de charge / gaz résiduel G1X-GA-32-02 A/B avant d'alimenter le recompresseur de gaz résiduel G1X-KA-32-01. En sortie du recompresseur, le gaz résiduel est refroidi à 60 °C à travers l'aéro-réfrigérant G1X-GC-32-01 avant d'être collecter avec celui des autres trains dans collecteur de gaz résiduel.

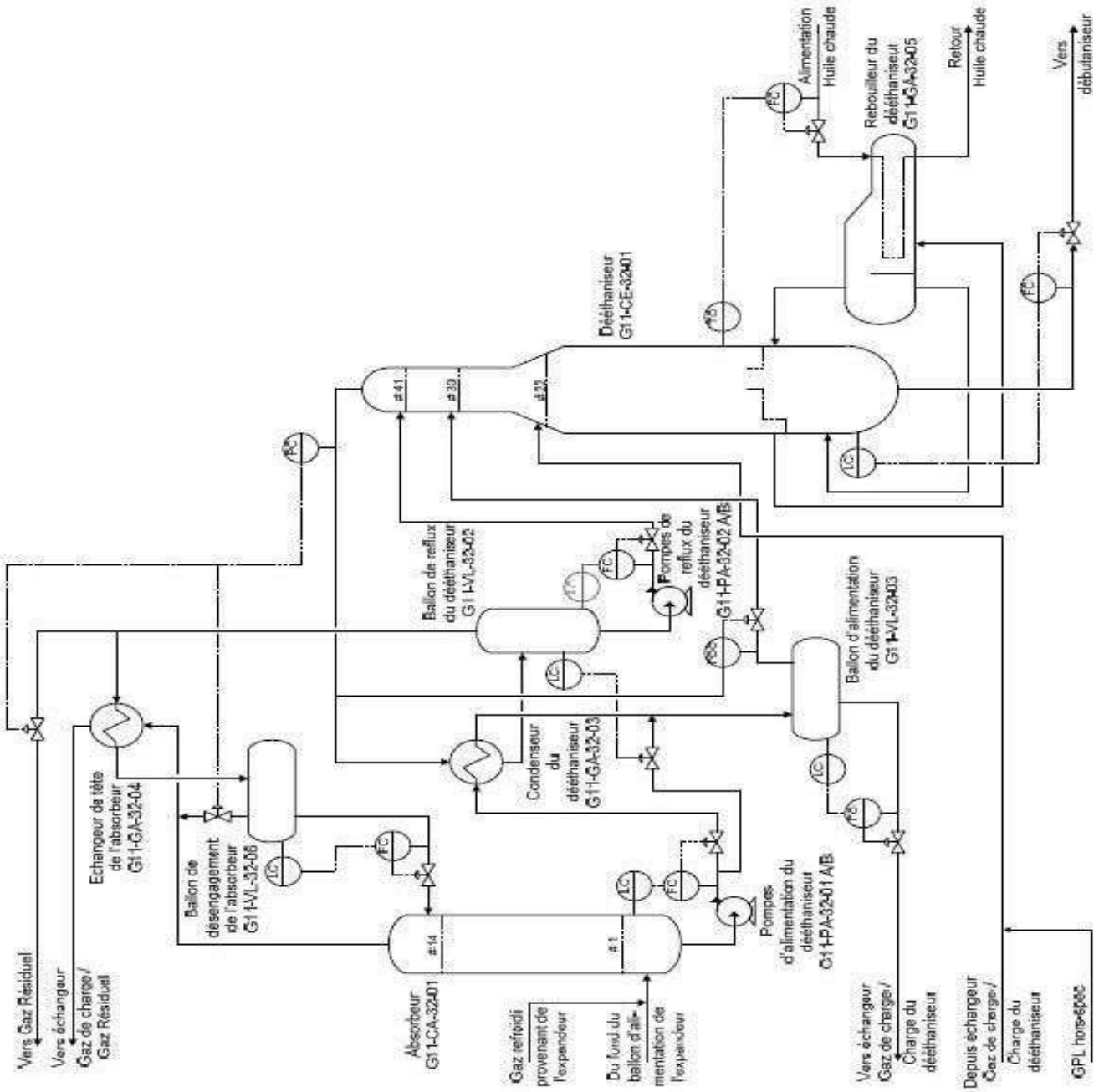


Figure III.5 : Schéma section déethanisation.

III.3.8 Unité 34 : Export du gaz résiduel

Le gaz résiduel issu de chacun des trains de traitement est rassemblé sur le collecteur commun de gaz résiduel.

Le gaz résiduel est ensuite transféré vers CINA par une nouvelle canalisation de 40". Le gaz est ré-injecté dans la ligne existante de 40" vers le CIS par un piquage proche de celui du gaz de charge. Une vanne de 40" fermée est installée entre les deux piquages.

Un bypasse muni d'une vanne de contrôle et d'un contrôle de pression permet de bypasser directement l'usine GPL ZCINA au niveau de CINA dans le cas où GPL ZCINA ne peut pas traiter la charge gaz (partiellement ou totalement).

III.3.9 Unité 32 : Section de débutanisation

Le débutaniseur G1X-CB-32-01 est une colonne de distillation avec reflux et rebouillage comportant 43 plateaux et deux alimentations. L'alimentation principale entre dans la colonne au niveau du plateau n°28.

La pression du débutaniseur est maintenue à 17.9 barg par la vanne de contrôle de tête de colonne. Le gaz de tête est totalement condensé dans l'aéro-réfrigérant G1X-GC-32-02. Le GPL condensé est recueilli dans le ballon de reflux du débutaniseur G1X-VL-32-05. Une partie du débit liquide formé est pompée vers le plateau de tête du débutaniseur par la pompe de reflux G1X-PA-32-03 A/B : ceci constitue le reflux de la colonne. Le reste du débit de GPL correspond à la production du train de traitement. En condition normale, la production en GPL du train est dirigée sur le collecteur commun de GPL "aux spécifications" puis envoyé vers la section de stockage et d'export du GPL.

Un flux riche en isopentane est soutiré du plateau n°8 sous contrôle de débit afin de satisfaire les spécifications sur le GPL et sur le condensat. L'isopentane produit est pompé par la pompe d'expédition d'isopentane G1X-PA-32-04 A/B puis refroidi à 60 °C à travers le l'aéro-réfrigérant d'isopentane G1X-GC-32-03. La production de chaque train est ensuite rassemblée sur le collecteur commun de retour d'isopentane.

Le rebouilleur du débutaniseur G1X-GA-32-06 est de type "Kettle" : le liquide recueilli au fond de colonne est partiellement vaporisé par de l'huile chaude (utilisée comme fluide caloporteur). Le débit d'huile chaude est ajusté automatiquement afin de maintenir à une température donnée le plateau sensible du débutaniseur G1X-CB-32-01.

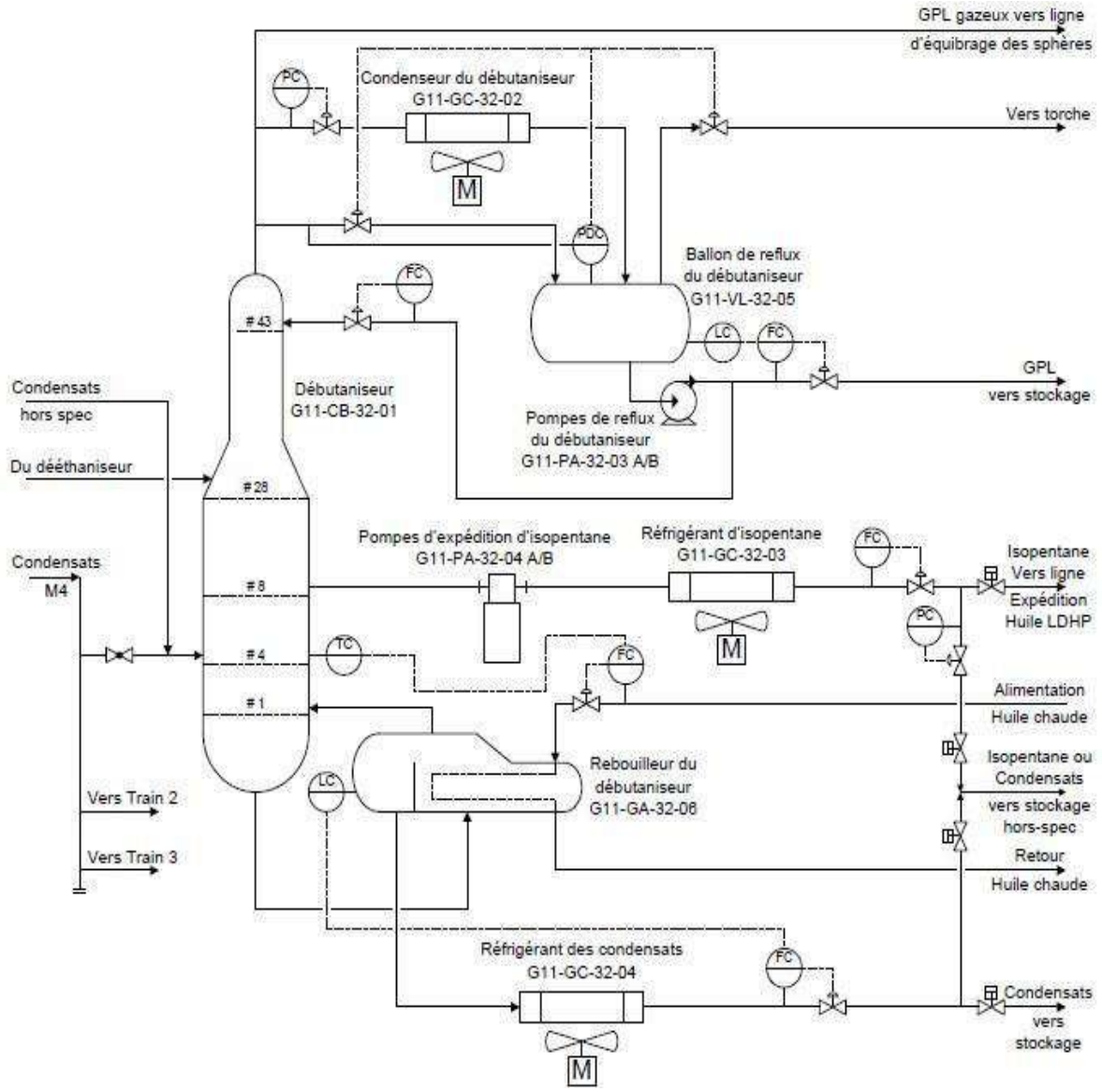


Figure III.6 : Schéma section débutanisation.

En fonctionnement normal une température de 194 °C est maintenue en fond de colonne de manière à satisfaire la spécification de tension de vapeur du condensat produit. La partie vapeur retourne vers le plateau de fond de la colonne.

La partie non vaporisée dans le rebouilleur G1X-GA-32-06 constitue la production en condensat du débutaniseur.

Le condensat en envoyé sous pression vers l'aéro-réfrigérant G1X-GC-32-04 où il est refroidi à 60 °C. En condition normale, la production en condensat du train est dirigée sur le collecteur commun de condensats "aux spécifications" puis envoyé vers la section de stockage et d'export du condensat.

III.3.10 Unité 33 : Stockage, export et recyclage du GPL

Le GPL produit au niveau du ballon de reflux du débutaniseur de chaque train G11/G12/G13-VL-32-05 alimente la section de stockage via le collecteur commun de GPL aux spécifications et/ou le collecteur commun de GPL hors spécifications.

Le système de stockage de GPL se compose au total de quatre sphères identiques d'un volume total unitaire de 500 m^3. Trois de ces sphères (31G-RD-33-01 A/B/C) sont uniquement dédiées à recevoir et stocker du GPL répondant aux spécifications (fractions en C_2^- et en C_5^+) et ne sont donc alimentées que par le collecteur de GPL on-spec. La sphère de stockage de GPL hors-spec 32G-RD-33-01 est normalement dédiée à recevoir et stocker temporairement du GPL hors-spec lorsque l'on en produit, mais elle peut aussi être utilisée comme une sphère "on-spec" si on le désire. En effet, elle est à la fois connectée au collecteur de production de GPL hors-spec et au collecteur de production de GPL on-spec.

La pression de toutes les sphères est régulée pour être maintenue entre 15 barg et 21 barg. La mise sous pression à 15 barg est assurée par une ligne commune de gaz provenant de la tête des débutaniseurs. En cas d'augmentation de pression, le ciel gazeux des sphères est évacué vers l'une des torches froides (via le collecteur évent GPL) à partir d'une pression de 21 barg.

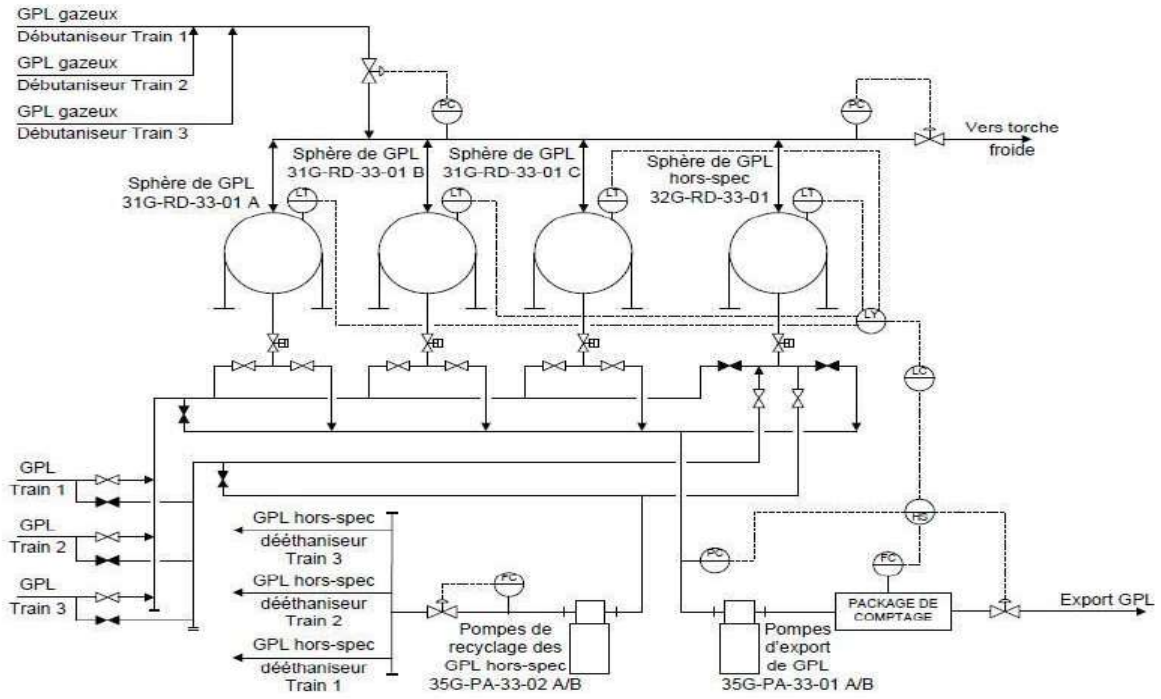


Figure III.7 : Schéma section stockage, export et recyclage du GPL.

Les sphères peuvent fonctionner selon quatre configurations : service normal / vidange / remplissage / isolée. En plus de cela, un commutateur permet de choisir le mode dans lequel opère la sphère 32G-RD-33-01 : soit "onspec", soit "hors-spec".

III.3.11 Unité 35 : Stockage, export et recyclage du condensat

Les condensats produits au niveau du rebouilleur du débutaniseur de chaque train G11/G12/G13-GA-32-06 sont refroidis et alimente la section de stockage via le collecteur commun de condensats stabilisés et/ou le collecteur commun de condensats hors spécifications.

Le système de stockage des condensats se compose au total d'un ballon et de trois bacs. Deux de ces bacs (31CRA-35-01 A/B) sont des bacs à toit flottant d'une capacité unitaire totale d'environ 1000 m^3. Ils sont dédiés à recevoir des condensats stabilisés répondant aux spécifications (TVR inférieure à la valeur limite prévenant le dégazage selon la saison) et provenant des trains de production via le collecteur de condensats stabilisés. Dans le cas de non-respect des spécifications, les condensats non stabilisés sont acheminés par le collecteur "hors-spec" vers le bac de stockage hors-spec à toit fixe 32C-RL-35-01 d'une capacité totale de 1000 m^3 avec passage intermédiaire par le ballon de dégazage 32C-VD-35-01, qui permet l'élimination du gaz flashé vers la torche basse pression.

Le bac de stockage de condensats hors spec 32C-RL-35-01 reçoit aussi d'autres flux d'hydrocarbures :

- des flux ayant été dégazés et ne passant pas par le ballon de dégazage : les liquides des ballons de torche chaude et basse pression.
- des flux provenant des trains de production et empruntant le collecteur hors spec vers le ballon de dégazage :

Les liquides des ballons de drains fermés et l'isopentane produit lorsqu'il n'est pas possible de l'exporter.

En opération normale, un bac de stockage à toit flottant 31C-RA-35-01 A ou B est en remplissage pendant que le second est en phase de vidange vers l'export.

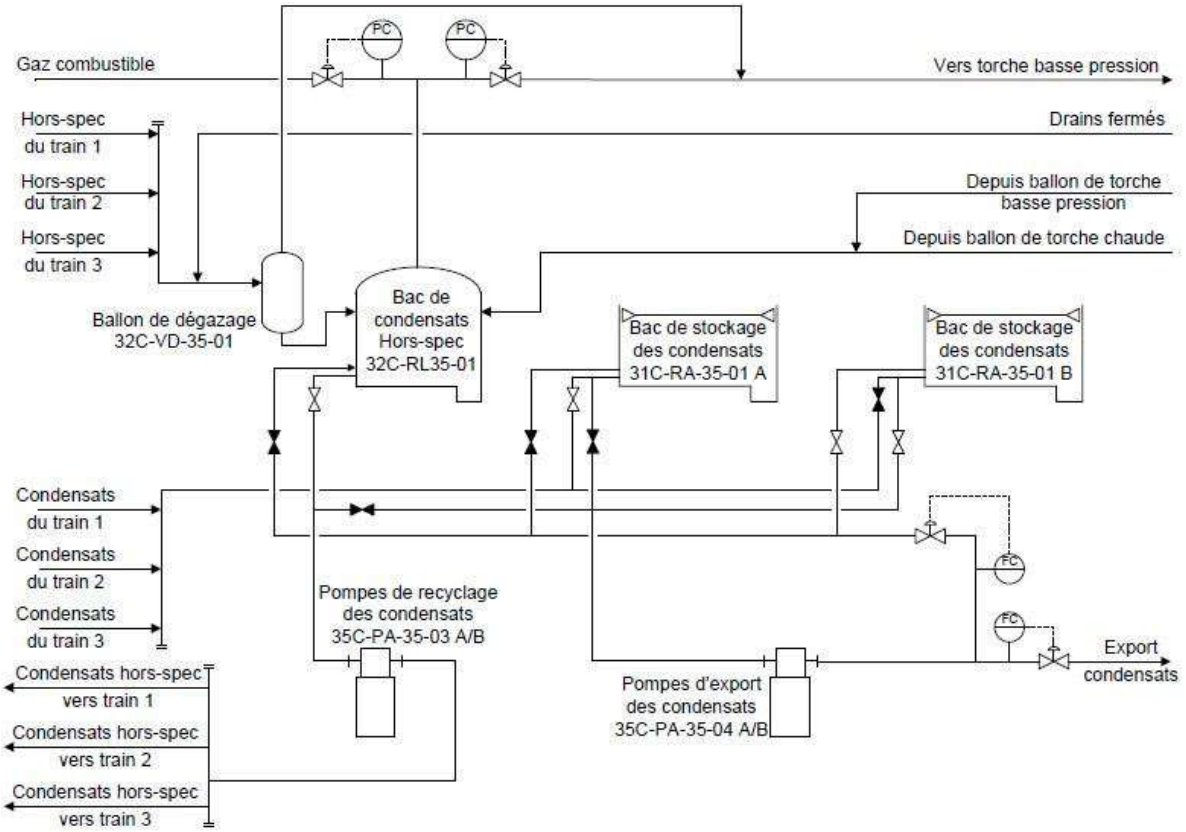


Figure III.8 : Schéma section stockage, export et recyclage du condensat.

III.3.12 Unité 37 Import et Distribution du condensat M4 de CINA et éxpédition de l'isopentane

Le condensat produit dans l'unité GPL de CINA est transféré dans le ballon existant M4 de CINA où les condensats sont séparés des eaux huileuses. Les condensats récupérés sont expédiés dans la canalisation de condensat vers l'usine GPL ZCINA via les nouvelles pompes d'export de condensat de CINA 350-PA-35-05 A/B. A l'arrivée à GPL ZCINA, le condensat M4 est réparti sur les trois trains de traitement et est injecté comme charge secondaire au niveau du plateau n°4 du débutaniseur

L'isopentane, produit par les trains de traitement et rassemblé sur le collecteur commun de retour d'isopentane, est injecté dans la nouvelle ligne d'expédition d'huile de LDHP ZCINA et est ainsi retourné avec cette huile vers CINA.

III.4 Description de la colonne débutaniseur G11-CB-32-01

Le débutaniseur de l'unité Zcina est une colonne de rectification avec reflux et rebouillage comportant 43 plateaux et une alimentation au niveau du 28ème plateau et un soutirage au niveau du 8ème plateau.

III.4.1 Définition de la rectification

La rectification est un procédé physique de séparation d'un mélange en constituants pratiquement purs de compositions dérivées, et cela par des échanges de matière et d'énergie entre deux phases circulant à contre-courant dans un appareil appelé « colonne de rectification ».

La rectification est une distillation fractionnée, autrement dit qualitative, et cette augmentation de qualité par rapport à la distillation est due au placement soit des plateaux, soit des garnissages à l'intérieur de la colonne, par conséquent il y'a augmentation de la surface de contact qui implique l'augmentation du degré de pureté.

III.4.2 Principe de la rectification

La mise en œuvre se fait généralement dans une colonne à distiller constituée d'un long cylindre dans lequel sont disposés des obstacles ayant pour but de faciliter le contact entre les phases vapeur et liquide, les transferts de matière sont ainsi plus importants (plus rapides) et conduisent donc à une meilleur séparation des constituants .ces obstacles peuvent être soit:

- ✓ des corps de remplissage (garnissage de colonne).
- ✓ des plateaux (ou étages) physiques (réels) ayant des efficacités variables.

III.4.3 Description de la colonne de rectification

La colonne de rectification est un appareil cylindrique vertical, qui peut être constitué des plateaux successifs ou de garnissages, dont le rôle consiste à assurer un contact intime entre les deux phases.

Dans chaque plateau il y'a barbotage de la vapeur dans la phase liquide et ceci permettra le transfert de matière et d'énergie entre les deux phases, pour cela les plateaux seront munis d'éléments spéciaux comme les calottes. Le liquide se déplace par gravité de haut en bas, et la vapeur de bas en haut, grâce à l'énergie de pression utilisée pour qu'il y'est un bon barbotage.

Le liquide arrivant au fond de la colonne est partiellement vaporisé dans le rebouilleur qui crée la phase vapeur nécessaire à la distillation, le liquide non évaporé est extrait du fond de la colonne et constitue le résidu.

La vapeur arrivant en tête de la colonne est condensée, une partie du produit condensée est envoyée en tête de la colonne en qualité de reflux, le reste est soutiré en tant que distillat (produit de tête).

La colonne est devisée en trois zones :

➢Zone d'alimentation : c'est l'entrée du mélange à fractionner.

➢Zone de rectification : se situe au-dessus de la zone d'alimentation.

➢Zone d'épuisement : se situe au-dessous de la zone d'alimentation.

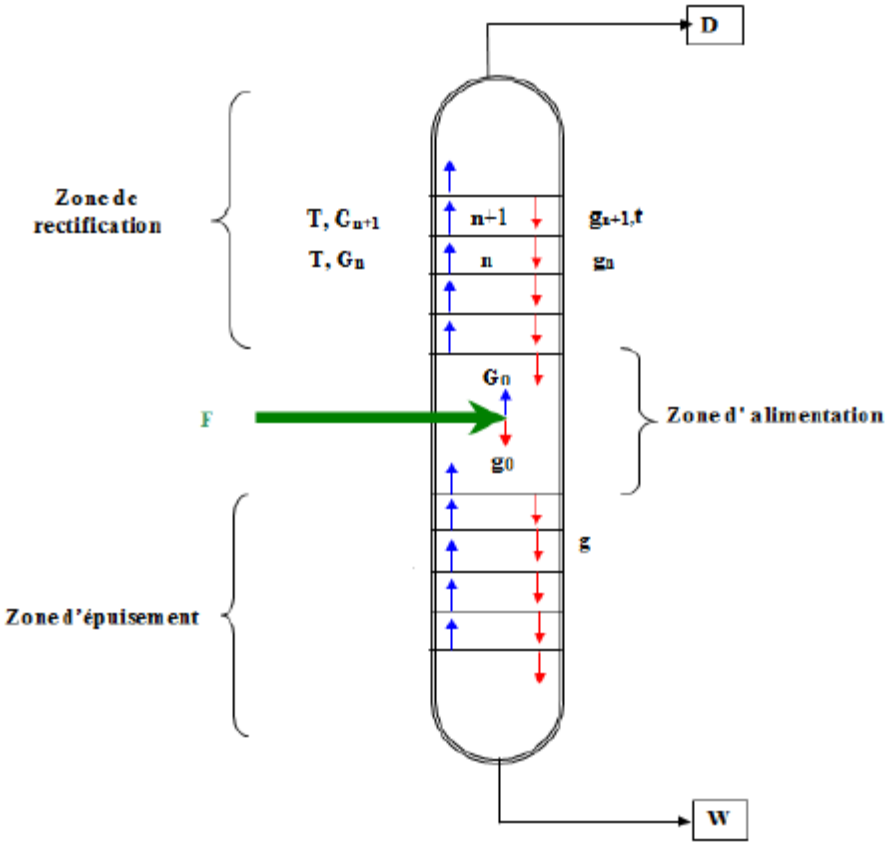


Figure III.9 : Schéma général d'une colonne de rectification.

Avec

F : Charge d'alimentation.

D : Distillat.

W : Résidu.

CHAPITRE IV

Simulation et résultats

IV.1 Problématique

Dans ce chapitre, nous entamons l'étude d'optimisation de la colonne débutaniseur. Cette dernière a comme objectif d'améliorer la production en condensat et de minimiser le débit de soutirage de l'isopentane toute en gardant les spécifications du GPL et du condensat dans les normes de commercialisation. En effet, actuellement le condensat produit possède une TVR ne dépassant pas 6,53 psi ce qui laisse une marge pour une fraction supplémentaire de l'isopentane dans le condensat allant à une TVR de 10 psi en hiver pour le condensat. Par contre la TVR du condensat en été est à sa limite maximale.

Dans un premier temps nous présentons une série de résultats obtenus par simulation numérique que nous avons menée à l'aide du logiciel hysys pour établir les caractéristiques des fluides circulants dans la section débutaniseur. La première étape consiste à valider notre simulation en comparant nos résultats avec le cas design en hiver, donné par le constructeur, et le cas actuel.

IV.1.1 Hypothèses de simulation

La simulation du train de production du GPL et condensat a été réalisée avec le logiciel hysys 8.0 en utilisant le modèle thermodynamique Peng Robinson.

IV.1.2 Définition de simulation

La simulation est définie comme étant la présentation d'un phénomène physique à l'aide des modèles mathématiques simple permettant de décrire son comportement, autrement dit la simulation permet de représenter les différents phénomènes : transfert de matière et de chaleur se dans les différentes opérations.

IV.1.3 Définition du logiciel HYSYS

Aspenhysys ou hysys est un simulateur de processus chimique utilisé pour modéliser mathématiquement les processus chimiques des opérations unitaires aux usines chimiques et aux raffineries.

Hysys est capable d'ffectuer de nombreux calculs de base de génie chimique, y compis ceux qui concernent le bilan massique de l'équilibre énergétique, de l'équilibre liquide-vapeur, transfert de chaleur et de masse, cinétique chimique, fractionnement et la perte de charge.

Hysys est largement utilisé dans l'industrie et le milieu universitaire pour la modélisation et l'optimisation des performances de conception de processus de simulation en état stable et dynamique.

IV.2 Vérification du cas design

IV.2.1 Simulation de la section débutaniseur G11-CB-32-01

Les résultats obtenus dans cette section sont représentés dans les tableaux suivants :

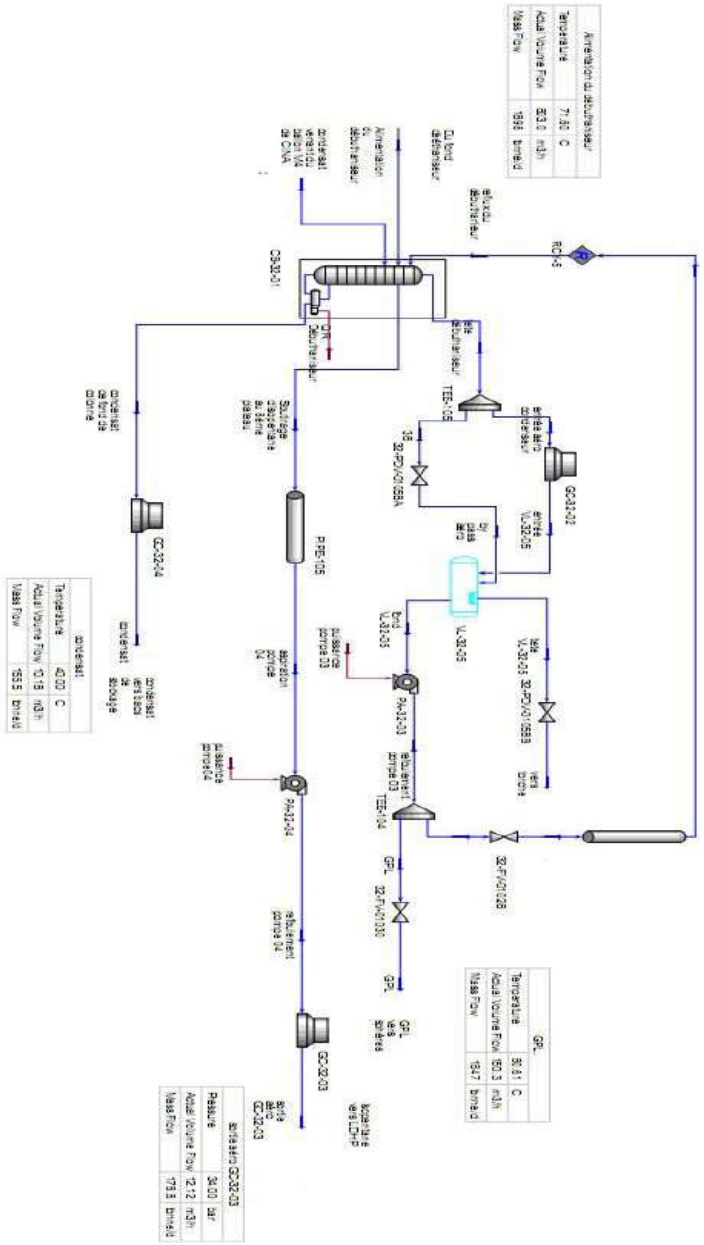


Figure IV.1 : PFD de la simulation section débutanisation.

Données de départ :

- ✓ Nombre de plateau : 43.
- ✓ Le diamètre de la colonne : tête de la colonne 2,2 m. fond de la colonne 3,2 m.
- ✓ La hauteur de la colonne : 35,35 m.

Tableau IV.1 : Charge d'alimentation de débutaniseur.

Composition	% molaire
N_2	0
CO_2	0
C_2	2.64
C_3	65.39
iC_4	5.92
nC_4	17.16
iC_5	2.7
nC_5	3.75
nC_6	1.83
nC_7	0.61
La somme	100

IV.2.2 GPL produit

Dans les tableaux suivants une série de résultats est présentée en vu de comparer les résultats de notre simulation avec celles du design dans la section débutanisation.

Erreur =/ (Design-simulation) / Design/ x 100 (%).

Tableau IV.2 : Composition du GPL produit.

Constituants	GPL (% molaire)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
C_1	0	0	0
C_2	2,89	2,89	0
C_3	71,53	71,57	0,06
iC_4	6,48	6,46	0,31
nC_4	18,71	18,67	0,21
iC_5	0,32	0,33	3,13
nC_5	0,06	0,06	0
H_2O	0,01	0,01	0
La somme	100	100	-

Tableau IV.3 : Débits molaire du GPL produit.

Constituants	GPL (kgmole /h)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
C_1	0	0	0
C_2	41,8	41,86	0,14
C_3	1034,4	1037,76	0,32
iC_4	93,7	93,67	0,03
nC_4	270,6	270,71	0,04
iC_5	4,6	4,78	3,91
nC_5	0,9	0,87	3,33
H_2O	0,1	0,1	0
La somme	1446	1450	0,28

Tableau IV.4 : Paramètres du GPL produit.

Paramètres (%)	Design	Simulé	Erreur
T (°C) sortie colonne	73,00	71,88	1,53
P (barg) sortie colonne	17,90	17,90	0,00
Densité (kg/m^3)	454,90	456,70	0,40
Poid moléculaire	47,33	47,33	0,00
Débit massique (kg/h)	68440	68630	0,28

IV.2.3 Condensat stabilisé

Tableau IV.5 : Compositions du condensat stabilisé.

Constituants	Condensat (%molaire)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
nC_4	0,05	0,05	0
iC_5	13,63	13,35	2,05
nC_5	29,56	29,67	0,37
nC_6	40,18	40,4	0,55
nC_7	15,24	15,2	0,26
nC_8	1,33	1,33	0
La somme	100	100	-

Tableau IV.6 : Débits molaire du condensat stabilisé.

Constituants	Condensat (kgmole/h)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
nC_4	0	0,04	0,04
iC_5	10,7	10,47	2,18
nC_5	23,2	23,26	0,26
nC_6	31,5	31,67	0,55
nC_7	11,9	11,92	0,14
nC_8	1	1,04	4,27
La somme	78	78,4	-

Tableau IV.7 : Paramètres du condensat stabilisé.

Paramètres	Design	Simulé	Erreur (%)
T (°C) sortie colonne	194,00	187,80	3,20
P (barg) sortie colonne	18,30	18,30	0,00
Densité (kg/m^3)	636.4	636,6	0,031
Poid moléculaire	82.62	82,64	0,024
Débit massique	6475	6479	0,06
TVR (bar)	0,68	0,65	4,41

IV.2.4 Isopentane soutiré à partir de plateau n^{0}8

Tableau IV.8 : Compositions de l'isopentane soutiré.

Constituants	isopentane (% molaire)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
iC_4	0,03	0,03	0
nC_4	0,87	0,87	0
iC_5	36,44	36,5	0,16
nC_5	52,57	52,64	0,13
nC_6	9,11	9	1,21
nC_7	0,97	0,99	2,06
La somme	100	100	-

Tableau IV.9: Débits molaire d'isopentane.

Constituants	isopentane (kgmole /h)		
	Design	Simulé	Erreur (%)
iC_4	0,03	0,03	0
nC_4	0,88	0,88	0
iC_5	37,02	36,97	0,14
nC_5	53,41	53,32	0,17
nC_6	9,26	9,11	1,57
nC_7	0,99	1	1,47
nC_8	0	0	0
La somme	101,6	101,3	-

Tableau IV.10: Paramètres d'isopentane soutiré.

Paramètres	Design	Simulé	**Erreur (%)**
T (°C) sortie colonne	161,00	160,80	0,12
P (barg) sortie colonne	18,83	18,22	3,24
Densité (kg/m^3)	615.1	614,8	0,05
Poid moléculaire	73.57	73,56	0,01
Débit massique	7475	7449	0,34
TVR (bar)	1,13	1,13	0,00

IV.2.5 Vérification du point de soutirage d'isopentane design

Afin de valoriser le condensat produit au niveau de l'unité GPL ZCINA ; le design a prévu un soutirage d'isopentane au 8ème plateau de la colonne débutaniseur pour stabiliser le condensat produit au fond de colonne.

Ci-après le tableau récapitulant Les résultats de la simulation représentant les paramètres de soutirage d'isopentane comparés aux données design.

Tableau IV.11 : TVR du condensat stabilisé et isopentane soutiré.

Paramètres	Design	Simulé	erreur (%)
TVR (bar) Condensat stabilisé	0,68	0,65	4,41
TVR (bar) Isopentane soutiré	1,13	1,13	0

Interprétation

Les résultats récapitulés dans les tableaux précédents de vérification du design avec la simulation du train de production du GPL et du condensat nous permettent de valider notre simulation.

En effet, les simulations indiquent que les caractéristiques des flux entrant et sortants de colonne débuthanieur enregistrent des faibles erreurs qui ne dépassent pas 7% par rapport au donnés du design. Ce qui nous réconforte de la fiabilité de notre simulation ainsi que le choix du modèle thermodynamique Peng-Robinson pour la suite de notre travail.

IV.3 Vérification de la simulation du cas actuel

IV.3.1 Spécifications de la charge d'entrée actuelle

La simulation du cas réel nécessite des données telles que la composition, le débit, la température et la pression de l'alimentation de débutaniseur, qui sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau IV.12 : charge d'alimentation de débutanisuer.

CHARGE D'ENTREE DEBUTANISEUR		
PROPRIEITEES	Fraction vapeur	0,87
	Débit masse [tonne/j]	1585
	Débit mol [kgmol/h]	1258
	Température [°C]	93
	Pression [bar]	17
	Poids moléculaire	52,55
	Densité	0,04
Constituants		
COMPOSITION MOLAIRE %	N_2	0
	CO_2	0
	C_1	0
	C_2	1,81
	C_3	59,40
	iC_4	6,23
	nC_4	18,31
	iC_5	3,01
	nC_5	5,35
	nC_6	3,41
	nC_7	1,96
	nC_8	0,49

NB: La deuxième alimentation, condensat M4, qui a été mentionné dans la vérification du cas design n'est pas opératoires dans des conditions actuelles.

IV.3.2 Comparaison entre cas actuel et cas simulé

IV.3.2.1 Tête débutanisuer (GPL)

Tableau IV.13 : Vérification du cas actuel tête de débutaniseur.

GPL Produit				
		Cas actuel	Cas simule	Erreur %
Propriétés	Débit masse [tonne/j]	1232,00	1233,00	0,08
	PCS [kcal/m^3]	24192,00	-	100,00
	TVR [bar]	11,29	10,78	4,52
	Poids moléculaire	47,00	47,82	1,74
Constituants				
Composition molaire %	N_2	0,00	0,00	0,00
	CO_2	0,00	0,00	0,00
	C_1	0,00	0,00	0,00
	C_2	2,11	2,11	0,00
	C_3	69,24	69,32	0,12
	iC_4	7,27	7,30	0,41
	nC_4	21,32	21,20	0,56
	iC_5	0,06	0,06	0
	nC_5	0,01	0,01	0,00
	nC_6	0,00	0,00	0,00
	nC_7	0,00	0,00	0,00
	nC_8	0,00	0,00	0,00

IV.3.2.2 Fond débutanisuer (Condensat)

Tableau IV.14 : Vérification du cas actuel fond de débutaniseur.

Condensat				
Propriétés		Cas actuel	Cas simule	Erreur %
	Débit masse [tonne/j]	143,6	148,1	3,13
	TVR [bar]	0,38	0,39	2,63
	Poids moléculaire	90,56	90,83	0,3
	Densité (15°C)	0,69	0,65	5,36
Constituants				
Composition molaire %	N_2	0	0	0
	CO_2	0	0	0
	C_1	0	0	0
	C_2	0	0	0
	C_3	0	0	0
	iC_4	0	0	0
	nC_4	0	0	0
	iC_5	4,61	4,6	0,22
	nC_5	14,27	13	8,9
	nC_6	40,23	40,7	1,17
	nC_7	31,52	32,7	3,74
	nC_8	9,37	9	3,95

IV.3.2.3 Soutirage au niveau huitième plateau (Isopentane)

Tableau IV.15 : Vérification du cas actuel pour le débit de débutanisuer.

Isopentane				
Propriétés		Cas actuel	Cas simule	Erreur %
	Débit masse [tonne/j]	202	196	2,62
	TVR [bar]	1,00	1,02	2
	Poids moléculaire	75	75,43	0,57
	Densité (15°c)	0,64	0,62	3,13
Constituants				
Composition molaire %	N_2	0	0	0
	CO_2	0	0	0
	C_1	0	0	0
	C_2	0	0	0
	C_3	0	0	0
	iC_4	0	0	0
	nC_4	0,45	0,4	0,11
	iC_5	30,31	30,38	0,23
	nC_5	50,8	50,42	0,04
	nC_6	15,17	15	1,12
	nC_7	3,12	3,2	2,56
	nC_8	0,6	0,6	0

Interprétation

D'après les différents résultats, récapitulés ci-dessus, portant sur les propriétés du GPL et condensat un accord quantitatif et qualitatif est constatable entre les résultats obtenus via la simulation et ceux affiché en DCS ainsi que les analyses obtenues au laboratoire.

Les nouveaux paramètres de la colonne débutaniseur ont été estimés en étudiant l'influence de la température du plateau sensible (premier plateau) et du débit de soutirage de l'isopentane du débutaniseur sur les spécifications du condensat et du GLP produit.

IV.4 Optimisation des paramètres de fonctionnement de la colonne débutaniseur

Dans cette section, nous allons étudier l'influence de la température du plateau inférieur du débutaniseur (voir data sheet [Annexe A]) et du soutirage au niveau du huitième plateau sur les spécifications commerciales du GPL et du condensat produits.

Le choix de ces paramètres est basé sur leur accessibilité à manipuler sur DCS.

La température dans le rebouilleur est contrôlée via la température du plateau sensible (premier plateau), puisque cette dernière est ajustable sur DCS à travers une boucle de régulation en cascade qui agit sur le débit d'huile chaude prévenant du four.

Le débit de l'isopentane soutiré au niveau du huitième plateau est contrôlé sur DCS à travers la vanne régulatrice de débit 32.FV.91002.

L'influence de ces paramètres est présentée dans les tableaux suivants.

IV.4.1 Température du plateau sensible

IV.4.1.1 Influence de la température du plateau sensible sur la production du GPL

Tableau IV.16 **:** Influence de la température du plateau sensible sur le GPL.

Propriétés	produit de tête GPL							
	T=194°	T=193°	T=184°	T=181°	T=177°	T=173°	T=172°	T=171°
% C_2^-	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
% (C_3+C_4)	97,81	97,81	97,81	97,81	97,81	97,81	97,81	97,81
% C_5^+	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06
TVR [bar]	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34
densité [kg/m^3]	462,13	462,13	462,13	462,13	462,13	462,13	462,13	462,13
PCS [kcal/kg]	11907,7	11907,7	11907,7	11907,7	11907,7	11907,7	11907,7	11907,7
Q [t/j]/ train	1233,14	1233,14	1233,14	1233,14	1233,14	1233,14	1233,14	1233,14
Duty condenseur [kw]	-9411,7	-9411,7	-9411,7	-9411,7	-9411,7	-9411,7	-9411,7	-9411,7

L'influence de la température du plateau sensible sur les spécifications du GPL produit est représentée dans le tableau IV.16, Nous constatons que la variation de la température de chauffe n'a pas d'influence sur les spécifications du GPL. Cela est du à la présence du soutirage d'isopentane au niveau du $8^{ème}$ plateau.

En outre on fixera dans un premier temps les spécifications actuelles du GPL tout en analysant l'influence de la température sur le condensat et le débit d'isopentane soutiré.

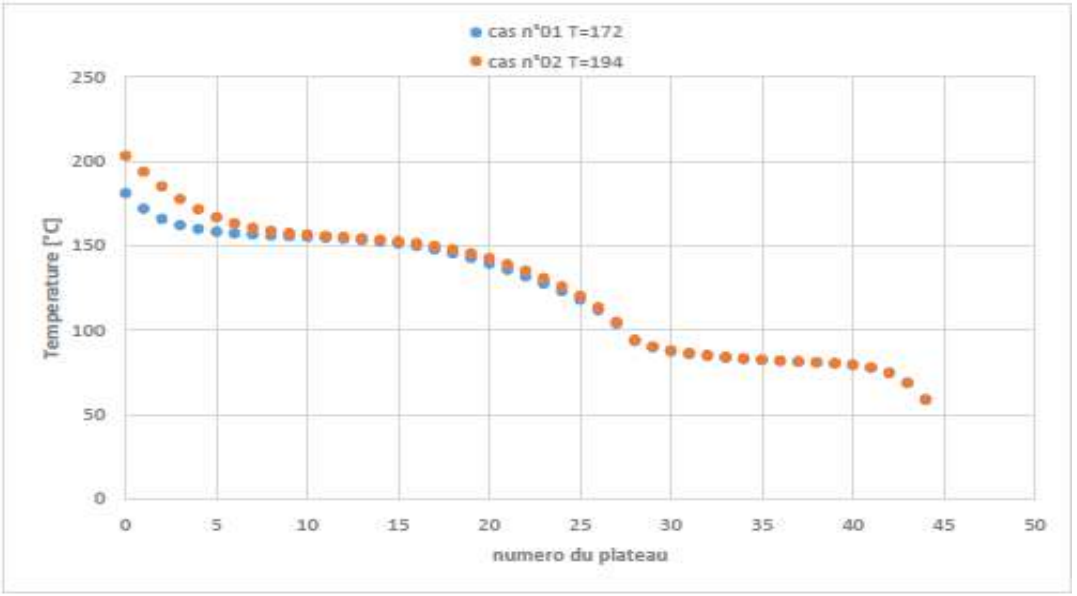


Figure IV.2 : Gradient de température dans la colonne débutaniseur.

La figure IV.2 illustre le gradient de température dans la colonne débutaniseur dans les deux cas actuel et optimisé. On observe que la variation de la température du plateau sensible n'influence que les huit premiers plateaux du débutaniseur. Au delà du 8èmeplateau, plateau de soutirage, les deux courbe se superpose ce qui justifie que du 8ème au 43ème plateau aucun changement n'a été repéré et les spécifications du GPL restent identiques à celle du cas actuelle.

IV.4.1.2 Influence de la température du plateau sensible sur le condensat

Le tableau IV.17 montre l'influence de la température du plateau sensible respectivement sur la composition du condensat, TVR, la production et l'énergie consommée par le rebouilleur.

Tableau IV.17**:** Influence de la température du plateau sensible sur le condensat.

Propriétés	Condensat							
	T=194 °C	T=193 °C	T=184 °C	T=181 °C	T=177 °C	T=173 °C	T=172 °C	T=171 °C
% (C_3+C_4)	0	0	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
% C_5^+	99,99	99,99	99,98	99,98	99,98	99,97	99,97	99,97
TVR [bar]	0,381	0,39	0,49	0,53	0,59	0,65	0,67	0,69
Débit du condensat [t/j]/ train	145,4	148,31	180,4	194	218,1	249,8	257,6	268,6
Duty rebouilleur [kw]	5239	5233	5223	5217	5211	5206	5200	5198

IV.4.1.3 Influence de la température du plateau sensible sur l'isopentane

Tableau IV.18 **:** Influence de la température sur le débit de soutirage.

Propriétés	Isopentane							
	T=194	T=193°	T=184°	T=181°	T=177°	T=173°	T=172°	T=171°
% (C_3+C_4)	0,42	0,43	0,48	0,51	0,56	0,66	0,67	0,74
% (iC_5+nC_5)	80,69	81,2	85,03	86	87,1	87,97	88,15	88,32
% C_6^+	18,74	18,22	14,33	13,32	12,17	11,19	10,98	10,77
TVR [bar]	1,03	1,04	1,08	1,09	1,1	1,12	1,12	1,13
Q [t/j]/ train	199,4	196,7	164,4	150	126,7	95,08	87,27	76,32

Un effet notable est constatable pour les spécifications du condensat en particulier la TVR et le débit de l'isopentane.

Le tableau IV.18 montre qu'au fur et à mesure que la température du plateau sensible diminue, les composants plus lourds (C_6^+) sont d'avantage retenus au fond de la colonne, causant une diminution de 18,74 % à 10,98 % des C_6^+ dans l'isopentane. Par conséquence la production du condensat a considérablement augmenté (de 145,4 t/j à 257,6 t/j), ce qui représente une augmentation de 76% tout en respectant les spécifications requises (tableau IV.17). Par conséquence la TVR de l'isopentane enregistre une faible augmentation qui est due au fait que la fraction de iC_5+nC_5 a augmenté dans cette coupe.

Le tableau IV.17 montre que aucun gain en énergie de rebouillage n'a été constaté dans le rebouilleur cela et du à la forte augmentation du débit du condensat.

La figure suivante illustre la variation de la TVR du condensat en fonction de la température du plateau sensible.

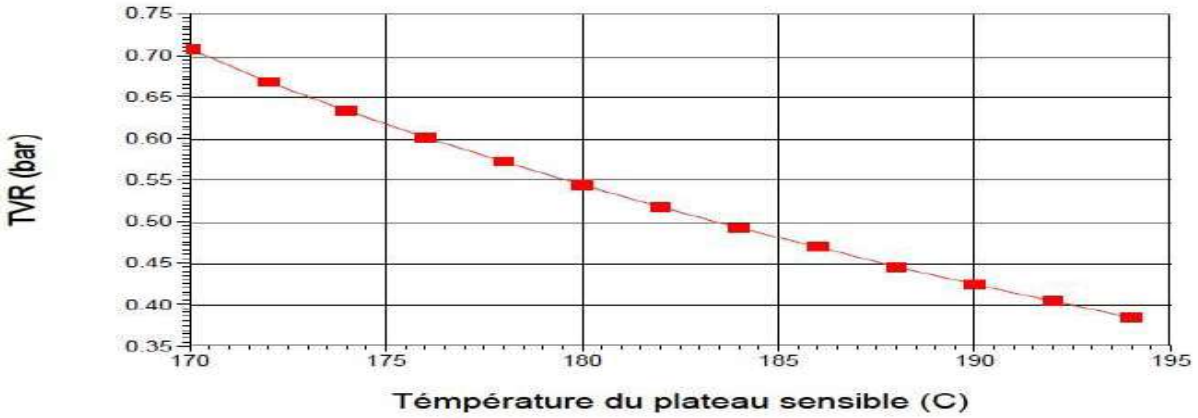


Figure IV.3: Variation de la TVR en fonction de la température du plateau sensible.

Cette récupération avantageuse, en termes de débit, des C_6^+ dans le condensat, s'accompagne d'une augmentation dans la TVR. Si dessus, la figure IV.3 représente l'influence de la température du plateau sensible sur la TVR du condensat. La figure nous laisse observer que la TVR augmente presque linéairement avec la diminution de la température de 0,38 bar, qui est le cas actuel, à 0,71 bar à une température de 170. En effet, la courbe TVR (T) nous renseigne que 172°C est la température minimale du plateau sensible que la colonne peut fonctionner avec, tout en respectant les normes de stockage et du transport du condensat à travers une TVR qui ne dépasse pas 0,68 bar. Par conséquence le débit de L'isopentane est réduit, allant de 199,4 tonne/jour à une température de 194°C jusqu'à 87,26 tonne/jour à une température de 172°C, cela enregistre une diminution de 56% de production de l'isopentane, dont le but de cette optimisation.

IV.5 Influence du débit de soutirage de l'isopentane

Dans cette section, nous allons examiner l'influence du débit d'isopentane sur le fonctionnement de la colonne débutaniseur et la qualité de GPL et du condensat.

Cette partie de l'optimisation est principalement consacré à l'amélioration de la production en GPL. La composition actuelle de GPL à un pourcentage molaire de C_5 d'environ 0,06%, il est considéré comme trop inférieur à la valeur de spécification commerciale qui a comme limite supérieur une fraction de 0,4% molaire.

L'objectif de cette étude est de trouver le débit optimal de soutirage de l'isopentane en vue d'augmenter la production de GPL en augmentant la fraction de C_5 à sa limite commerciale.

Tableau IV.19 **:** Influence débit de soutirage sur le GPL.

GPL					
Débit de soutirage [t/j]	70	75	80	85	90
% C_2^-	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
% (C_3+C_4)	97,23	97,4	97,58	97,75	97,84
% (iC_5+nC_5)	0,68	0,5	0,32	0,14	0,05
% C_6^+	0	0	0	0	0
TVR [bar]	10,27	10,29	10,31	10,33	10,35
Production GPL [t/j]	1245,06	1241,68	1238,3	1234,91	1231,83
Duty Condenseur [kw]	-9534,47	-9499,62	-9464,73	-9429,93	-9401,55

L'influence du débit de soutirage sur les spécifications du GPL est illustrée dans le tableau IV.19. En diminuant progressivement le débit de l'isopentane des fractions C_5^+ montent au sommet du débutaniseur. Cela est le résultat d'une légère augmentation de la température au plateau de soutirage (plateau n°8) qui est mit en évidence dans la figure IV.4, L'intérêt de cette partie de l'optimisation est observé dans la production du GPL qui enregistre une augmentation de celle-ci de 5 tonne/jour pour chaque train et cela en respectant ses spécifications commerciales (% C_2^- < 3 % et % C_5^+ < 0,4 %).

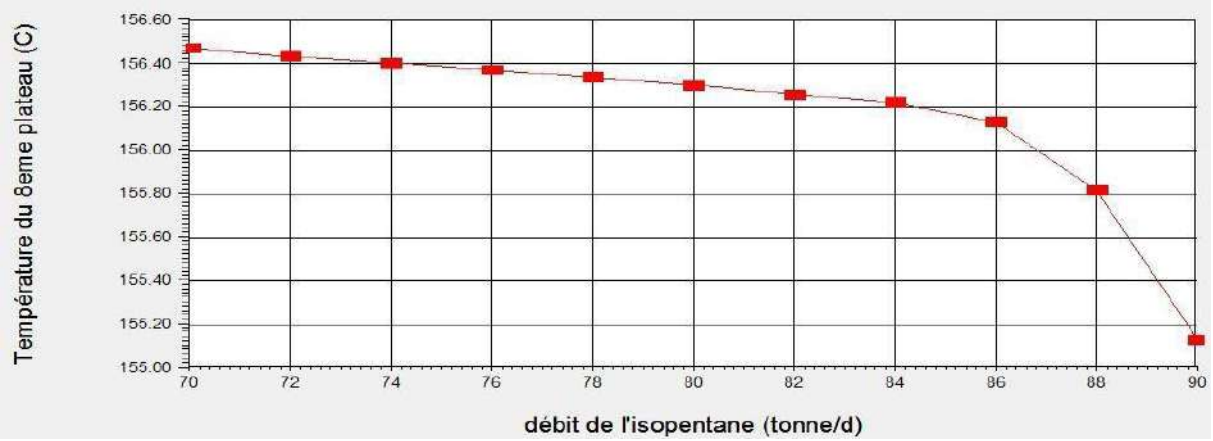


Figure IV.4: Influence du débit de soutirage sur la température du 8ème plateau.

Il a été également constaté que la variation de débit d'isopentane a une influence peu significative sur le condensat comme représenté sur le tableau IV.20 où nous remarquons une très légère augmentation dans la fraction C_6^+ qui conduit une récupération supplémentaire de condensat d'environ de 2T / j pour chaque train.

Tableau IV.20: Influence débit de soutirage sur le condensat.

Condensat					
Débit de soutirage [T/j]	70	75	80	85	90
% C_2^-	0	0	0	0	0
% (C_3+C_4)	0	0	0	0,01	0,06
% (iC_5+nC_5)	47,68	47,58	47,49	47,40	47,18
% C_6^+	52,32	52,41	52,51	52,60	52,76
TVR [bar]	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Q [t/j]	262,95	261,32	259,71	258,09	256,2
Duty rebouilleur [k w]	5301,48	5272,52	5243,59	5214,82	5187,27

IV.6 Choix de l'optimum

Le choix de l'optimum se fait en tenant compte des spécifications suivantes :

- La teneur du GPL en C_2^- doit être inférieure à 3% molaire.
- La teneur du GPL en C_5^+ doit être inférieure à 0,4% molaire.
- la TVR du condensat ne doit pas dépassé 10 psi (0,68 bar).

Le tableau récapitulatif suivant (Tableau IV.21) regroupe les nouveaux paramètres de la colonne après optimisation respectant ainsi les spécifications des produits.

Tableau IV.21: Paramètres de la colonne après optimisation.

Comparaison cas actuel et optimisé			
Paramètres	CAS ACTUEL	CAS OPTIMISE	Ecart
pression de tête [barg]	16	16	0
pression de fond [barg]	16,5	16,5	0
température de tête [°C]	68,85	69,23	0,38
température du Plateau sensible [°C]	194	172	22
taux de reflux	1,2	1,2	0
température de soutirage [°C]	158	156	2
TVR de condensat [bar]	0,38	0,67	0,29
production condensat [tonne/j]	145	259,6	114,6
production de GPL [tonne/j]	1233	1238,4	5,4
Production de l'isopentane [tonne/j]	200	80	120
Q condenseur [kw]	-9411,7	-9464,73	53,03
Q rebouilleur [kw]	5239	5243,59	4,59

Néanmoins les spécifications décrites ci-dessus ne sont pas les seules contraintes que l'exploitant doit surmonter.

Le bon fonctionnement des équipements de traitement est un facteur important dans le métier de l'exploitant, le choix des nouveaux paramètres du débutaniseur (température, pression et débit de soutirage d'isopentane) doit permettre un bon fonctionnement de la colonne débutaniseur, du rebouilleur, condenseur de tête en restant dans les limites de leurs exploitations. Pour cela une vérification des conditions de fonctionnement de ces équipements s'impose :

- Vérification de la capacité d'évacuation de la ligne du condensat vers le bac.
- Vérification de l'engorgement.
- Vérification du NPSH de la pompe d'isopentane.

IV.6.1 Vérification de la capacité d'évacuation de la ligne du condensat vers le bac

Notre optimisation est essentiellement basée sur l'abaissement de la température de rebouillage. De ce fait un débit de condensat plus important résulte de ce changement dans la température.

La conduite liant le fond du rebouilleur au bac de stockage traversant l'aéro-réfrigérant doit assurer l'évacuation de ce débit supplémentaire du condensat afin d'éviter l'augmentation du niveau du liquide dans le rebouilleur [Annexe B].

Le niveau liquide dans le rebouilleur du débutaniseur G1X-GA-32-06 est régulé par le contrôleur 32-LIC-0X020 qui agit en cascade sur le contrôleur de débit 32-FIC-0X029 permettant de modifier la position de la vanne 32-FV-0X029 et ainsi d'adapter le débit des condensats vers les bacs de stockage en sortie de l'aéro-réfrigérant G1X-GC-32-04, mesuré par le transmetteur 32-FT-0X029. Lorsque le niveau est au dessus du point de consigne (Alarme haute 750 mm), le contrôleur tend à ouvrir la vanne 32-FV-0X029 et lorsque le niveau est en dessous du point de consigne (Alarme basse 630 mm), il tend à fermer cette vanne.

Nous avons effectué un essai sur DCS qui a confirmé que la conduite peut évacué un débit de 30,6 m^3/h (460 tonnes/jour) via la vanne 32-FV-0X029 ouverte à 100%. Ce débit est largement supérieur au débit résultant des nouveaux paramètres de l'optimisation qui est de 17 m^3/h soit 259,6 tonnes/jour.

L'aéro-réfrigérant des condensats G1X-GC-32-04 doit également refroidir le condensat produit jusqu'à la température requise pour son stockage. L'annexe C représente les caractéristiques de l'aéro-réfrigérant G1X-GC-32-04 qui satisfera les conditions de stockage (la température de stockage) via les nouveaux paramètres le la colonne.

IV.6.2 Vérification de l'engorgement

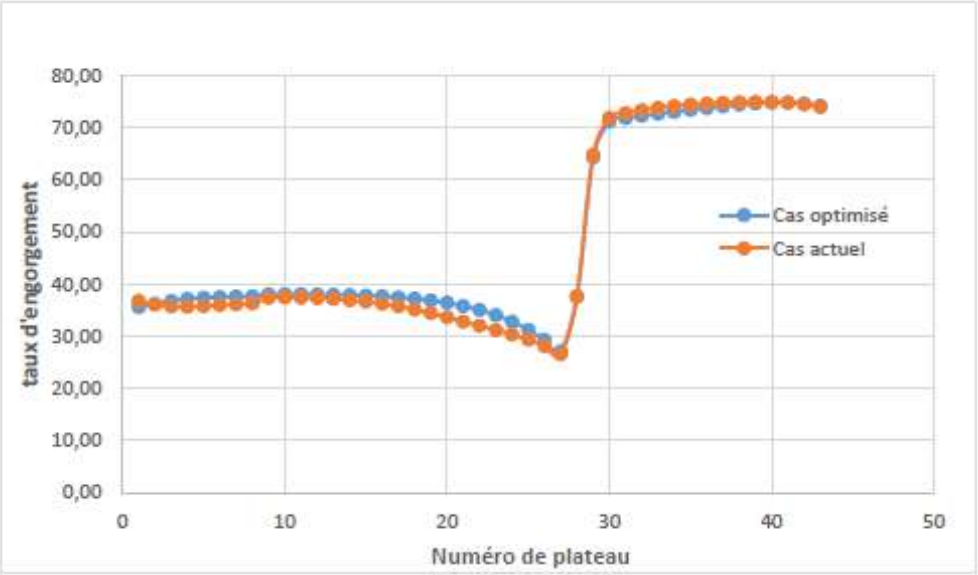


Figure IV.5: Taux d'engorgement dans la colonne débutaniseur.

La figure ci-dessus montre une évolution du taux d'engorgement dans la colonne débutaniseur. D'après le profil de l'engorgement, la modification des paramètres de la colonne influx d'une manière peu significative, comparé à celui du fonctionnement actuel. En effet l'engorgement enregistre un maximum de 38% dans la zone d'épuisement entre le 1er et le 28ème plateau. On constate d'après la figure une légère augmentation comparé au cas actuel. Cependant la zone de rectification enregistre un taux d'engorgement important avec un maximum de 74% cela est du au taux de reflux de 1,2 qui est supérieur au taux de reflux design qui est de 0,9.

Les taux d'engorgement calculés pour le cas optimisé sont similaire à ceux du cas actuel ce qui nous réconforte dans le choix des nouveaux paramètres de fonctionnement de la colonne voir la température du plateau sensible, 172°C, et le débit de soutirage de l'isopentane, 80 tonne/j.

IV.6.3 Vérification du NPSH de la pompe d'isopentane

Cette partie concerne la détermination des paramètres hydraulique de l'installation pour se ramener aux conditions de bon fonctionnement des pompes d'expédition d'isopentane.

Le calcul revient à déterminer la hauteur maximale à l'aspiration de la pompe ($NPSH_d$).

La détermination des paramètres hydrauliques de l'installation est basée sur la technique d'équilibre de pertes de charge utilisée dans la mécanique des fluides.

Un fluide, en mouvement, subit des pertes d'énergie dues aux frottements sur les parois de la canalisation (pertes de charge linéaires) ou sur les "accidents" de parcours (pertes de charge singulières).

Les pertes de charges totale d'une installation est donnée par :

$$\Delta H_T = \Sigma \Delta H_L + \Sigma \Delta H_s$$

Avec:

- ΔH_L : Pertes de charge linéaires.
- ΔH_s : Pertes de charge singulières.

Pertes de charge linéaires

Ce genre de perte notée " ΔH_L " est causé par les frottements intérieurs qui se produits dans les liquides le long d'une tuyauterie lisses et dans les tuyaux rugueux.

Pertes de charge singulières

Les pertes de charge singulières sont observées lorsqu'un fluide subit un changement de section et/ou de direction dans une installation de tuyauterie. Les singularités en présence sont : les vannes, les clapets, les raccords…..etc.

Le $NPSH_d$ disponible de l'installation est donné par la formule :

$NPSH_d = [(P_0 - T_V) / \rho \times g] \pm h_{géo\text{-}asp} - \Delta H_{asp}$.

Avec :

- $h_{géo\text{-}asp}$: différence de niveau entre le point de soutirage de l'isopentane et le niveau de l'axe d'aspiration de la pompe.
- ΔH_{asp} : pertes de charges totales liées au circuit d'aspiration de la pompe.
- Tv : tension de vapeur.
- P_0 : pression au niveau de point de soutirage de l'isopentane.
- ρ : masse volumique du liquide.

Il est indispensable que le $NPSH_d$ disponible dans le système hydraulique soit plus élevé que le $NPSH_r$ requis par la pompe. Généralement on prend une marge de sécurité supplémentaire de 0,5m.

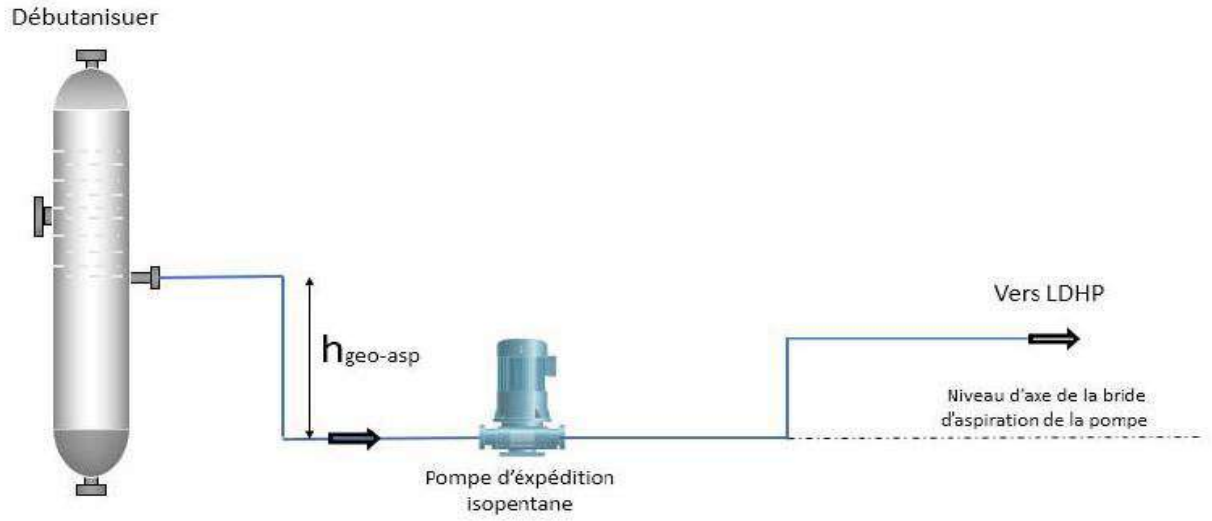


Figure IV.6 : Schéma représentatif de l'expédition de l'isopentane.

Données de base

- Produit : Isopentane.
- Masse volumique (ρ) : 452,9 kg/m^3 à T=156,3°C, P=17,34 bar.
- Viscosité dynamique μ : 7,83*10^{-5} Pa.s.
- Tension de vapeur Tv : 17,34 bar.
- Accélération de la pesanteur g= 9.81 m/s^2.
- P_0= 17,34 bar.
- $h_{géo\text{-}asp}$= 19,5 m.
- $\Delta H_{asp.\ linéaire\ totale}$ = 0,003173297 m.
- $\Delta H_{asp.\ singulières\ totale}$ = 0,010672087 m.
- $\Delta H\ total = \Delta H_L + \Delta H_s$ = 0,013845384 m.

Calcul du NPSH disponible

Le NPSH disponible de l'installation est calculé comme suit :

$NPSH_d = [(P_e - Tv) / \rho \times g] - \Delta H_{Asp} + h_{géo\text{-}asp.}$

$NPSH_d = [((17{,}34*10^5) - (17{,}34*10^5)) / (452{,}9 \times 9.81)] - 0{,}013845384 + 19{,}5 = 19{,}48$ m.

$$\mathbf{NPSH_d = 19{,}48\ m}$$

Les résultats de calcul trouvés montrent que le NPSH disponible est largement supérieur au NPSH requis de la pompe (NPSHr = 10 m), ce qui signifie que la cavitation est évité et la pompe d'expéditions peut fonctionner en toute sécurité. [Annexe D]

Interprétation

Après avoir effectué les vérifications précédentes, nous avons établit le tableau récapitulatif suivant qui regroupe les nouveaux paramètres de la colonne respectant toutes les contraintes liées au spécification des produits ainsi que les contraintes liées au limite du fonctionnement des équipement de la colonne débutaniseur.

Tableau IV.22: Paramètres de la colonne débutaniseur.

Comparaison cas actuel et optimisé			
Paramètres	CAS ACTUEL	CAS OPTIMISE	Ecart
pression de tête [barg]	16	16	0
pression de fond [barg]	16,5	16,5	0
température du Plateau sensible [°C]	194	172	22
taux de reflux	1,2	1,2	0
débit de soutirage de l'isopentane	200	80	120

Conclusion générale

A travers notre étude, nous avons pu montrer la possibilité d'améliorer le fonctionnement de la colonne débutaniseur au niveau de l'unité de traitement de GPL ZCINA tout en respectant les spécifications des produits et les conditions de sécurité des unités de traitement sans apporter des modifications aux installations actuelles.

L'étude est basée sur la simulation de la colonne par le logiciel de simulation Aspen HYSYS 8.0, en tenant compte de la composition actuelle de la charge de la colonne, des conditions opératoires et des contraintes actuelles du process.

Les résultats de la simulation montrent que le fonctionnement de la colonne de stabilisation peut s'améliorer en diminuant la température du rebouillage et le débit de soutirage du l'isopentane, ce qui permet de récupérer un maximum de condensat avec un gain de 343,8 tonnes/jour ce qui représente une augmentation de 79% par rapport à de la production actuelle, ainsi qu'un gain de 15 tonnes/jour du GPL.

A l'issu de notre étude et pour une meilleure exploitation des installations, nous recommandons :

1 - De faire une vérification par simulation des diverses sections des unités de traitement.

2 - De veiller à déterminer d'une manière périodique les nouvelles conditions opératoires adaptées à la nouvelle charge à traiter.

3 - L'isopentane produit peut faire l'objet d'une étude de valorisation au niveau de l'unité de valorisation des condensats (UVC) situé au niveau du Centre Industriel sud (CIS) Hassi Messaoud.

D'une manière générale, ce travail nous a permis d'apprendre comment s'adapter favorablement aux nouvelles situations professionnelles et aux contraintes du procédé.

Liste des références

Liste des références

[1] : L.CHEBLI, Y.ABBASSI ; « Rapport de stage de centre de formation » ; Hassi R'mel ; Mars 2012.

[2] : Alexandre ROJEY, « Le gaz naturel - Production Traitement Transport», Editions Technip, Paris, 1994, Pages : 74-76.

[3] : J.F GRAVIER « Propriétés des fluides de gisements » - cours de production TOME 2, Editions Technip, paris 1986, Pages : 5-6.

[4] : A.SKOBLO, I.TREGOUBOVE, N.EGOROV : « Méthodes et appareils de l'industrie du pétrole » 1962 Edition Etudes supérieure , Moscow P : [15 ;52 ;59] .

[5] : Sonatrach, Revue. « Gaz naturel dans le monde. » Decembre 1978.

[6] : Comité français du butane et du propane : http://www.cfbp.fr , Mars 2018.

[7] : G.MONNOT « La combustion dans les fours et les chaudières » Edition Technip, Paris, 1978.

[8] : GPL une énergie exceptionnelle : http://fr.exceptionalenergy.com , Mars 2018.

[9] : Installation et entretien des équipements GPL : http://Horizon GPL.com , Avril 2018.

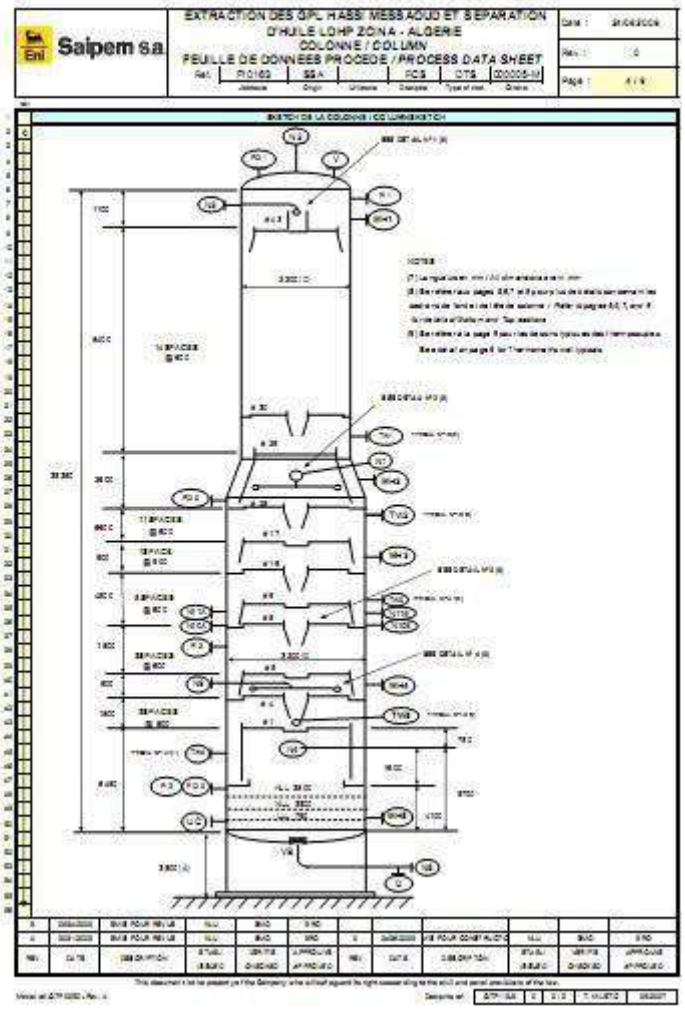
[10] : J-P FAVENNEC « le raffinage du pétrole, exploitation et gestion de la raffinerie »Vol 5.Edition Technip, Paris, 1998.

[11] : Résumé des journées scientifiques et techniques. Alger .Avril 1998.

[12] : Sonatrach, Revue « bilan énergétique national de l'année 2011 Edition 2012 ».

[13] : Manuel opératoire d'exploitation ZCINA,Saipem 2013.

Annexe A : DATA SHEET de la colonne débutaniseur



Saipem s.a.

EXTRACTION DES GPL HASSI MESSAOUD ET SEPARATION D'HUILE LDHP ZCINA - ALGERIE
COLONNE / *COLUMN*
FEUILLE DE DONNEES PROCEDE / *PROCESS DATA SHEET*

Ref.	F10163	SSA		PCS	DTS	000005-M
	Job code	Origin	Unit code	Discipline	Type of doc.	Chrono

Date : 24/06/2009
Rev. : 0
Page : 3 / 9

1		*UNIT SECTION (NUMBER / NAME)*	32						
2		REPERE / *TAG NUMBER*	G11/G12/G13 - CB-32-01						
3		SERVICE	DEBUTANISEUR / DEBUTANISER						
4	0	PID REFERENCE	F10163-SSA-PCS-PID-321101/102/103 M						
5		TYPE	Colonne à plateaux / *Valve trays column*						
6		**FLUIDE ET CONDITIONS OPERATOIRES / *FLUID AND OPERATING CONDITIONS***							
7	0	*FLUIDE / FLUID*	GPL / LPG			CONTAMINANTS	•		
8			TOP	BOTTOM	Units	CHEMICAL INJECTION	•		
9		PRESSION DE SERVICE / *OPER. PRESSURE*	17.9	18.31	barg	CO_2	•	mol %	
10	0	TEMP. DE SERVICE / *OPERATING TEMP.*	73	194	°C	H_2S	•	mol %	
11		MASSE VOLUMIQUE LIQUIDE /*LIQUID DENSITY*		440	kg/m³	CHLORIDE	•	mg/l	
12		ABRASION, CORROSION, CAUSE / *EROSION, CORROSIVE DUE TO*		NON / *NO*		O_2	•	ppb	
13		INFLAMMABLE - EXPLOSIF / *FLAMMABLE - EXPLOSIVE*		INFLAMMABLE /*FLAMMABLE*		OTHER	•		
14		**DONNEES DE CONSTRUCTION / *DESIGN DATA***				**NOTES / REMARKS**			
15			TOP	BOTTOM	Units	(1) Par Departement MAE si non rempli / By MAE Department if			
16		PRESSION DE CALCUL / *DESIGN PRESSURE*	20.5	21 (3)	barg	left blank			
17		VIDE DE CALC. / *DESIGN VACUUM PRESS.*	•	•	barg	(2) Tous les internes amovibles doivent être conçus pour passer au			
18		TEMP. DE CALCUL / *DESIGN TEMP.* MIN / MAX	+29 / 120	+5 / 220	°C	travers du trou d' homme de 24" le plus proche / *All removable internals*			

Annexe B : DATA SHEET du rebouilleur du débutaniseur

Saipem s.a.

Saipem Contracting Algérie

sonatrach

MECHANICAL DATA SHEET

HEAT EXCHANGER

F10163-SSA-EQP-DTS-000016-E
REF. NUMBER

ITEM

G11/G12/G13-GA-32-06

2	3 / 10
REV	PAGE

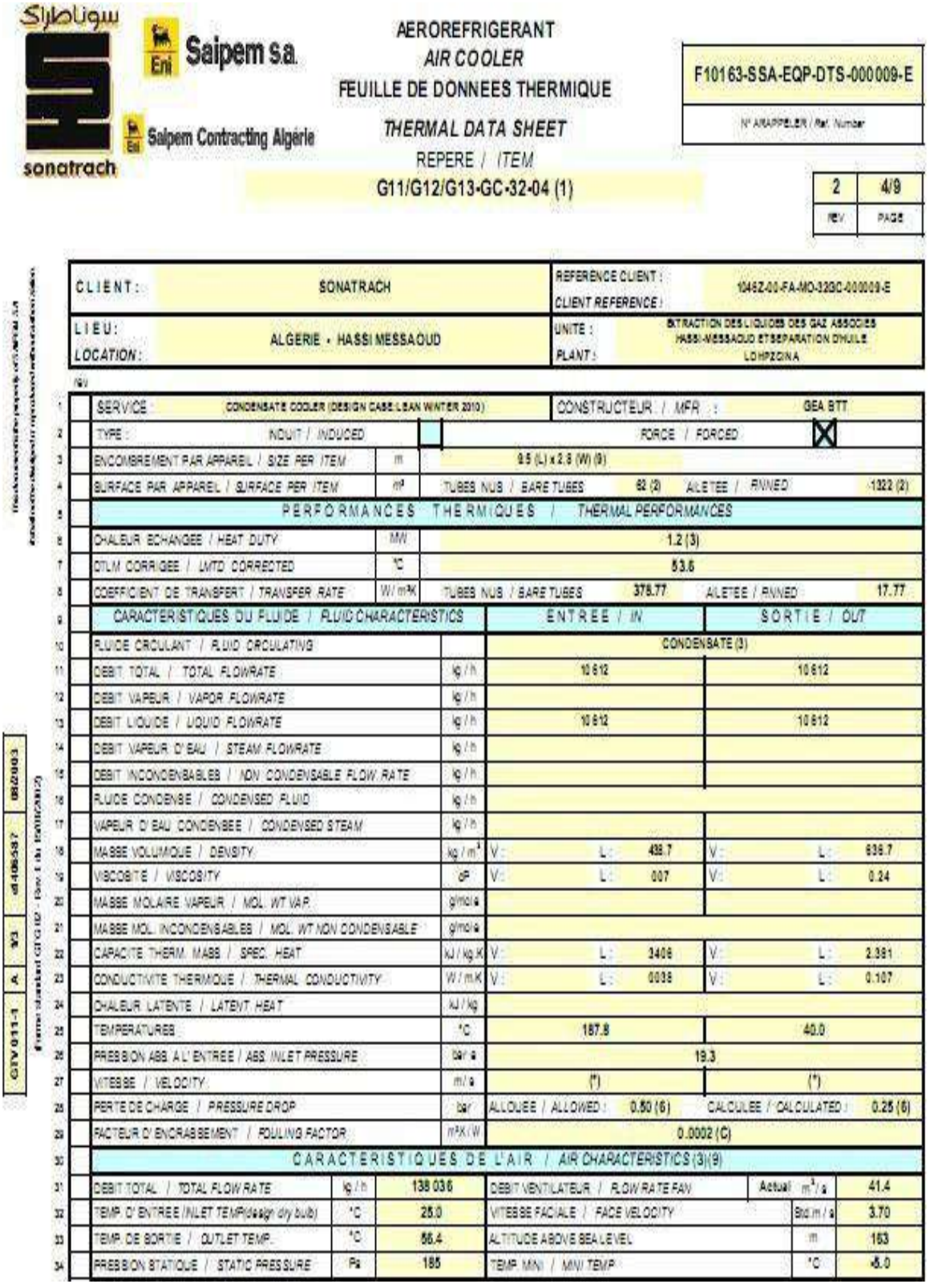
CLIENT :	SONATRACH			CLIENT REFERENCE :	1046Z-00-FA-MO-32GA-000016-E
LOCATION :	ALGERIE - HASSI MESSAOUD			PLANT :	EXTRACTION DES LIQUIDES DES GAZ ASSOCIES HASSI MESSAOUD ET SEPARATION D'HUILE DHP ZONA

REV

1	SERVICE : DEBUTANISER REBOILER (DESIGN CASE RICH WINTER 2010)				NUMBER REQUIRED :	3
2	TEMA TYPE : BKU				QUANTITY OF SHELL :	1 per train
3	SETTING LEVEL : +8950 mm				TOTAL HEAT TRANSFERT AREA :	471 m²
4	**STUDY DOCUMENTS**					
5	DESIGN CODES : ASME VIII division1 (Edition 2007 + Addenda 2008) ; TEMA R ; API 660 ; ALGERIAN DECREE N° 90-245					
6	SPECIFICATIONS : AS PER REQUISITION F10163-SSA-EQP-REQ-000005-E Technical requisition - Shell & tubes heat exchangers					
7	ENVIRONMENTAL LOADS : AS PER F10163-SSA-ENG-PHY-000001-M DONNEES DE DESIGN INGENIERIE (BEDD) - GPL					
8	**OPERATING CONDITIONS**					
9	**PARTS**		**SHELL SIDE**	**TUBE SIDE**	**OBSERVATIONS**	
10	FLUID		MIXED LIQUID/VAPOR HC	HOT OIL	(note 23)	
11	DENSITY in / out	kg/m³	4368 / 434.3	713.8 / 746.2	DENSITY OF LIQUID PHASE	
12	TOTAL VOLUME	m³	19	2.5	To be confirmed by VENDOR	
13	PRESSURE : INTERNAL / EXTERNAL	MPa a	1.9 / --	0.65 / --		
14	TEMPERATURE : IN / OUT	°C	193.8 / 202.5	275 / 220		
15	**DESIGN CONDITIONS**					
16	PRESSURE : INTERNAL / EXTERNAL	MPa g	2.15	2.1	(note 7) (note 28)	
17	TEMPERATURE : MIN / MAX	°C	-5 / 220	-5 / 290	(note 7) (note 28)	
18	MDMT	°C	-5	-5		
19	HYDRAULIC TEST PRESSURE	MPa g	3.2	3.2		
20	PED : TYPE OF FLUID		N/A	N/A		
21	GROUP / CATEGORY / MODUL		N/A	N/A		
22	CODE CATEGORY		N/A	N/A		
23	JOINT EFFICIENCY		0.85	0.85		
24	CORROSION ALLOWANCE	mm	3	3		
25	CLAD THICKNESS	mm	N/A	N/A		
26	STAMP		N/A	N/A		

A 17.4 sb065351 09/2004 issued from GTG 02 - Isn 1 dated 12/01/2010 V 021

Annexe C : DATA SHEET de l'aérorefrégirant des condensats



سوناطراك
sonatrach
Eni Saipem s.a.
Eni Saipem Contracting Algérie

AEROREFRIGERANT
AIR COOLER
FEUILLE DE DONNEES THERMIQUE
THERMAL DATA SHEET
REPERE / *ITEM*
G11/G12/G13-GC-32-04 (1)

F10163-SSA-EQP-DTS-000009-E
N° A RAPPELER / *Ref. Number*

2	4/9
REV	PAGE

CLIENT :	SONATRACH	REFERENCE CLIENT : *CLIENT REFERENCE :*	1046Z-00-FA-MO-32GC-000009-E	
LIEU : *LOCATION :*	ALGERIE - HASSI MESSAOUD	UNITE : *PLANT :*	EXTRACTION DES LIQUIDES DES GAZ ASSOCIES HASSI-MESSAOUD ET SEPARATION D'HUILE LOT PZ2NA	

REV

SERVICE :	CONDENSATE COOLER (DESIGN CASE: LEAN WINTER 2010)			CONSTRUCTEUR / *MFR* :		GEA BTT		
TYPE :	TIRAGE / *INDUCED*				FORCE / *FORCED*	X		
ENCOMBREMENT PAR APPAREIL / *SIZE PER ITEM*		m	9.5 (L) x 2.8 (W) (9)					
SURFACE PAR APPAREIL / *SURFACE PER ITEM*		m²	TUBES NUS / *BARE TUBES*	82 (2)	AILETEE / *FINNED*	1322 (2)		
PERFORMANCES THERMIQUES / *THERMAL PERFORMANCES*								
CHALEUR ECHANGEE / *HEAT DUTY*		MW	1.2 (3)					
DTLM CORRIGEE / *LMTD CORRECTED*		°C	53.6					
COEFFICIENT DE TRANSFERT / *TRANSFER RATE*		W / m²K	TUBES NUS / *BARE TUBES*	378.77	AILETEE / *FINNED*	17.77		
CARACTERISTIQUES DU FLUIDE / *FLUID CHARACTERISTICS*			ENTREE / *IN*			SORTIE / *OUT*		
FLUIDE CIRCULANT / *FLUID CIRCULATING*			CONDENSATE (3)					
DEBIT TOTAL / *TOTAL FLOWRATE*		kg / h	10 612			10 612		
DEBIT VAPEUR / *VAPOR FLOWRATE*		kg / h						
DEBIT LIQUIDE / *LIQUID FLOWRATE*		kg / h	10 612			10 612		
DEBIT VAPEUR D'EAU / *STEAM FLOWRATE*		kg / h						
DEBIT INCONDENSABLES / *NON CONDENSABLE FLOW RATE*		kg / h						
FLUIDE CONDENSE / *CONDENSED FLUID*		kg / h						
VAPEUR D'EAU CONDENSEE / *CONDENSED STEAM*		kg / h						
MASSE VOLUMIQUE / *DENSITY*		kg / m³	V :	L : 438.7		V :	L : 636.7	
VISCOSITE / *VISCOSITY*		cP	V :	L : 007		V :	L : 0.24	
MASSE MOLAIRE VAPEUR / *MOL. WT VAP.*		g/mole						
MASSE MOL. INCONDENSABLES / *MOL. WT NON CONDENSABLE*		g/mole						
CAPACITE THERM. MASS / *SPEC. HEAT*		kJ / kg.K	V :	L : 3408		V :	L : 2.391	
CONDUCTIVITE THERMIQUE / *THERMAL CONDUCTIVITY*		W / m.K	V :	L : 0038		V :	L : 0.107	
CHALEUR LATENTE / *LATENT HEAT*		kJ / kg						
TEMPERATURES		°C	187.8			40.0		
PRESSION ABS. A L'ENTREE / *ABS. INLET PRESSURE*		bar a	19.3					
VITESSE / *VELOCITY*		m / s	(*)			(*)		
PERTE DE CHARGE / *PRESSURE DROP*		bar	ALLOUEE / *ALLOWED* :	0.50 (6)	CALCULEE / *CALCULATED* :	0.25 (6)		
FACTEUR D'ENCRASSEMENT / *FOULING FACTOR*		m²K / W	0.0002 (C)					
CARACTERISTIQUES DE L'AIR / *AIR CHARACTERISTICS* (3)(9)								
DEBIT TOTAL / *TOTAL FLOW RATE*	kg / h	138 036	DEBIT VENTILATEUR / *FLOW RATE FAN*		Actual m³ / s	41.4		
TEMP. D'ENTREE / *INLET TEMP (design dry bulb)*	°C	25.0	VITESSE FACIALE / *FACE VELOCITY*		Std m / s	3.70		
TEMP. DE SORTIE / *OUTLET TEMP.*	°C	56.4	ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL		m	163		
PRESSION STATIQUE / *STATIC PRESSURE*	Pa	185	TEMP. MINI / *MINI TEMP*		°C	-5.0		

GTV 011-1 | A | 93 | d1495537 | 08/2003

Annexe D : DATA SHEET des pompes de l'isopentane

Saipem s.a.

EXTRACTION DES GPL HASSI MESSAOUD ET SEPARATION D'HUILE LDHP ZCINA - ALGERIE
POMPE / *PUMP*
FEUILLE DE DONNEE PROCEDE / *PROCESS DATASHEET*

Ref. F10163 | SSA | | PCS | DTS | 329001-M
(Job code | Origin | Unit code | Discipline | Type of doc. | Chrono)

Date : 09/04/2010 | Rev. : 1 | Page : 3 / 3

1		*UNIT SECTION (NUMBER / NAME)*			32						
2		REPERE / *TAG NUMBER*			G11/G12/G13-PA-32-04 A/B (7)						
3		SERVICE			Pompes d'expédition d'isopentane / *Isopentane booster pump*						
4		P&ID REFERENCE			F10163-SSA-PCS-PID-321401/2/3-M						
5		NOMBRE REQUIS / *REQUIRED NUMBER*			TOTAL 6	NORMAL 3	SECOURS / *SPARE* 3	MAGASIN / *WAREHOUSE*			
6		FONCTIONNEMENT / *OPERATION*			CONTINU / *CONTINUOUS* X	INTERMITTENT	PARALLELE / *PARALLEL*				
7		TYPE			CENTRIFUGE / *CENTRIFUGAL*	VERTICALE / *VERTICAL*					
8		FLUID PROPERTIES	CORROSIVE / EROSIVE COMPONENTS			•					
9			CHLORIDE CONCENTRATION		mg/l	•	H_2S CONCENTRATION		mg/l	•	
10			TOXIQUE / *TOXIC*			•					
11			INFLAMMABLE / *FLAMMABLE*			OUI / *YES*					
12			SOLIDES / *SOLIDS*	TYPE	-	•	SIZE (mm)	•	QUANTITY(kg/m³)	•	
13		**OPERATING CASE**				ETE/*SUMMER DESIGN 2010*	HIVER/*WINTER 2010*	ETE /*SUMMER DESIGN2010 MINI FLOW*			
14		FLUIDE / *FLUID DATA*	FLUIDE / *FLUID*			Isopentane	Isopentane	Isopentane			
15			TEMP. / *PUMPING TEMP.* Tp		°C	184.2	180.8	60			
16			MASSE VOLUMIQUE / *DENSITY*	at Tp	kg/m³	439.8	439.0	594.7			
17				at T=15 °C	kg/m³	640.1	636.7	640.1			
18			VISCOSITE / *DYN. VISCOSITY*	at Tp	cP	0.07	0.07	0.17			
19				at T=15 °C	cP	0.28	0.25	0.28			
20			PRESS. DE VAPEUR / *VAPOR PRESSURE*	at Tp	bara	19.25	19.25	2.11			
21	1	CONDITIONS OPERATOIRES / *PUMP OPERATING DATA*	DEBIT / *FLOWRATE* @ Tp	NORMAL	m³/h	39	17	13.7			
22				DESIGN (RATED)	m³/h	42.9	•	•			
23				MIN	m³/h	11.7	•	•			
24			PRESSION D'ASPIRATION / *SUCTION PRESSURE*	(1) (3)	barg	19.01	19.04	19.32			
25			REFOULEMENT / *DISCHARGE PRESSURE*	(1) (4)	barg	34.56	37.1	43.90			
26			PRESSION DIFFERENTIELLE / *DIFFERENTIAL PRESSURE*	(1)	bar	15.55	18.06	24.58			
27			HAUTEUR POMPE / *DIFFERENTIAL HEAD*	(1)	m	360	419	421			
28			NPSH DISP. / NPSH (A)	(1)	m	>10 (8)	>10 (8)	>10 (8)			

Annexe E : Attestation de stage

سوناطراك
sonatrach

Activité Explo- Prod
Division Production
Direction Régionale
Hassi-Messaoud
DIVISION R H U
CENTRE DE FORMATION

Hassi-Messaoud , le **14.03.2018**

ATTESTATION DE STAGE

SH/DP/DR/MD/RHU/FO/N° /2018

Nous soussignés, Raouf BOUMEGOUAS, Chef de Division Ressources Humaines par intérim de SONATRACH DIVISION PRODUCTION - Direction Régionale Hassi Messaoud atteste que :

HAMIDI Achour

Né(e) le : **20.06.1994** **à : Médéa**

Etudiant(e) inscrit(e) en **Master 2** dans la spécialité : **Génie Chimique**

A effectué au sein de notre entreprise un stage pratique du : **02.03.2018 au 14.03.2018**

En foi de quoi, la présente attestation est délivrée à la demande de l'intéressé(e) pour servir et valoir ce que de droit.

P/Le Chef de Division RHU
R. BOUMEGOUAS